SUMMARY OF THE ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT REPORT

NB POWER
COLESON COVE GENERATING STATION
REFURBISHMENT PROJECT

JUNE 2002

Summary prepared by:
Department of Environment & Local Government

New Nouveau Brunswick
Environment and Local Government

TABLE OF CONTENTS

INTRODUCTION 4

BACKGROUND 5

PROJECT RATIONALE 5
PROJECT ALTERNATIVES 5
PROJECT DESCRIPTION 8

APROACH TO THE ASSESSMENT

VALUED ENVIRONMENTAL COMPONENTS (VECs) 14
ASSESSMENT OF ENVIRONMENTAL EFFECTS 14
DETERMINATION OF SIGNIFICANCE 14
SUSTAINABLE DEVELOPMENT & BIODIVERSITY 15

ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT

AIR QUALITY 16
Existing Atmospheric Environment 16
Climatology 16
Air Quality 16
Ambient Air Quality 16
Effects Assessment 17
Facility Emissions 17
Plume Dispersion 17
Effects of Vehicle Emissions 17
Effects of Marine Vessel Emissions 18
Greenhouse gases 18
Monitoring & Mitigation 19

MARINE ECOSYSTEM 20
Existing Marine Environment 20
Marine Environment 20
Marine Species 20
Species at Risk 20
Commercial Fisheries 20
Existing Vessel Traffic 21
Effects Assessment 21
Comparative Ecological Risk Assessment 21
Effects of Potential Fuel Spill 22
Effects on Vessel Traffic 23
Risk Management and Preventive Measures 23
Vessel Selection Criteria 23
Double Hulls 24
Crew and Operator Selection 24
Vessel Age 24

Cargo Flammability 24
Transfer Operations 24

TERRESTRIAL, WETLAND & FRESHWATER
Existing Biophysical Environment 25
Terrestrial Environment 25
Species at Risk and Ecological Significant Areas 25
Surface Water 27
Groundwater 27
Wetland Environment 27
Fisheries 28
Effects Assessment 28
Effects on Terrestrial Habitat 28
Effects on Species at Risk 28
Effects on Fish Habitat 28
Effects on Wetlands 29
Effects on Saints Rest Marsh 30
Effects on Water Supply 30
Effects on Surface & Groundwater 31

HUMAN HEALTH & SAFETY
Community Heath Concerns 31
Human Health Risk Assessment 31
Effects Assessment 32
Human Health Effects 32
Effects of Noise 33
Worker Health & Safety 33

TRANSPORTATION
Existing Transportation Environment 34
Effects Assessment 34
Effects of Increased Traffic 34

ECONOMY & CULTURE
Existing Socio-economic Environment 35
Existing Archaeological & Heritage Environment 35
Effects Assessment 35
Job Creation & Economic Benefits 35
Economic Effects of Possible Fuel Spills 36
Effects on Land Use & Zoning Controls 36
Effects on Archaeological & Heritage Resources 36

EFFECT OF CLIMATE CHANGE ON CCGS
Predicted Environment 37
Effects Assessment 37

CONCLUSION 39

GLOSSARY 40

FIGURE - PROJECT PIPELINE ROUTE 44

INTRODUCTION

NB Power proposes to refurbish the Coleson Cove Generating Station (CCGS) to meet new and emerging environmental standards for sulphur dioxide, nitrogen oxides and particulate matter. In addition to improving environmental performance, the Coleson Cove Refurbishment Project (the Project) is expected to contribute to stabilizing electricity rates, ensure a reliable source of energy for the province and extend operations by an additional 13 years to 2030. The Project will primarily involve the installation of extensive pollution control equipment and the conversion from No. 6 fuel oil to Orimulsion®.

NB Power has prepared a report entitled Coleson Cove Generating Station Refurbishment Project—Environmental Impact Assessment (EIA) Report. The principal objective of the Environmental Impact Assessment (EIA) study was to assess the impacts that may be expected should the Project proceed. The EIA report provides detailed descriptions of the existing CCGS, Orimulsion® fuel, the Project, emissions rates and reductions, project alternatives – including alternative fuels and fuel delivery systems, the environmental setting and the specific geographical area identified for in-depth study. It describes, in detail, the EIA process and the methodology employed to assess future impacts, related to construction, operation and decommissioning of the Project. The report also forecasts any changes that the Project may cause in the physical, biological, atmospheric and social/cultural components of the environment. Furthermore, it identifies mitigative measures and monitoring programs so that impacts can be minimized or eliminated.

The report states that NB Power intends to continue to actively communicate with the public and stakeholders as the EIA process evolves. Since May 2001, they have conducted extensive public and stakeholder consultation related to the design and/or concerns about the Project. A toll-free information line and web site were established, as well as an exit questionnaire to gain additional feedback. To date, approximately 25 meetings have been held with more than 500 participants. The report notes that all public concerns brought to the attention of NB Power have been addressed through the project design or the EIA process.

The report was prepared under the Environmental Impact Assessment Regulation administered by the New Brunswick Department of the Environment and Local Government (NBDELG). Several "component studies" or detailed technical reports were undertaken to assess specific issues and concerns, with the findings incorporated into the EIA report.

This summary of the final report was prepared by the Department to assist members of the public in becoming familiar with the Project and understanding the information contained in the EIA Report. To facilitate this process, the material in the summary is organized and presented in a format somewhat different than that of the actual EIA report. Please note that the EIA Report is available for reference at various locations within the Project area.

BACKGROUND

PROJECT RATIONALE

The report states that the need for the Project is driven by the conditions of the present operating license issued to the company by the NBDELG. This license requires the company to submit a plan to reduce annual sulfur dioxide (SO_2) emissions to 40,000 tonnes or less by 2005. As well, the New England Governors and Eastern Canadian Premiers have targeted a 30% reduction in nitrogen oxides (NO_x) emissions by 2007.

The CCGS is the largest generating station in the NB Power system and it is currently fuelled by #6 fuel oil. Consequently, the facility is the largest source of air emissions on the NB Power system. In order to meet the emissions reduction requirement, changes must be made to the station.

The report states that the refurbished CCGS will realize major reductions in emission rates. These rates will be reduced by approximately 70% for NO_x, 77% for SO_2 and 75% for particulate matter. The report concludes that the Province and NB Power's plans to control future SO_2 and NO_x emissions will be best met through the upgrade of the CCGS and its conversion to Orimulsion® fuel.

The report presents the results of an examination of the project alternatives and fuel delivery options considered. They include the following:

PROJECT ALTERNATIVES

Alternative Projects

NB Power has to meet emission reduction strategies commitments with NBDELG by 2005, and energy replacement requirements to offset loss of the Point Lepreau Generating Station during its proposed refurbishment anticipated to occur 2006-2008.

The evaluation process involved the identification of a broad range of supply options, including emerging technologies and non-traditional sources (e.g. wind generation, fuel cells, small hydro). In total, 15 power supply options that could replace energy supplied by the CCGS were identified. These options were reduced to three through a screening process, based on economic viability, the ability to supply 1050 megawatts of power, and the ability to meet the anticipated emission standards for SO_2 and NO_x. The report notes that any of the three listed below can be undertaken in an environmentally acceptable manner with the implementation of appropriate mitigation.

1. » Modified Existing Operation at Coleson Cove

This option would involve the use of the existing plant with blending of 1% and 3% sulphur fuel oil #6 for SO_2 control and fuel reburning for NO_x control. Equipment upgrades would be required to ensure reliability and to correct energy loss problems. Maximum sulphur dioxide and particulate emission rates would remain at 2.63 lbs/MMBtu and 0.045 lbs/MMBtu respectively. Nitrogen oxide emissions, however, would be reduced to 0.21 lbs/MMBtu.

The cost of fuel would be expected to increase due to the future use of 1% sulphur #6 fuel oil to meet emission reduction objectives. There would be no additional construction, and therefore, no labour requirements with the exception of added cells for future solid waste storage. Ash would continue to be collected, sold and transported off-site for vanadium recovery.

Water withdrawal from the Spruce Lake water system is currently 3456 m^3/day. There is no heavy truck traffic associated with the operation of this facility.

Compared to the other alternatives examined several marine species would remain at risk due to accidental spills since #6 fuel oil is toxic, hard to contain within the wind driven Bay of Fundy and harmful to seabirds because of it's "oil slick" nature.

2. » Natural Gas

Direct gas conversion of the existing boilers would result in a capacity decline of the CCGS due to heat losses. To overcome this loss and meet power generation requirements, one of the units would need to retain the ability to run on #6 fuel oil during peak load months in winter. This would result in an annual usage pattern of 20% oil and 80% gas. With this configuration, there would continue to be a reduction in efficiency when operating on natural gas. An alternative to overcome this penalty, would involve the construction of a new 400MW natural gas combined cycle unit and continued operation of the existing station with 1% and 3% #6 fuel oil and fuel reburning capability. This alternative was examined in detail at the Public Utilities Board Coleson Cove hearing. For the purposes of the EIA review, it was requested that natural gas exclusively should be considered as an option.

The natural gas option which is considered in the EIA Report would realize an overall reduction of air emissions below the target set by NBDELG since negligible SO_2 or particulate emissions are expected (0.0006 lbs/MMBtu and 0.0001 lbs/MMBtu respectively). Furthermore, NO_x from the combined-cycled unit will be reduced to 0.15 lbs/MMBtu.

The report states that the price of natural gas is considered unpredictable over the life of the Project. There would be a large positive effect on the local and provincial economies during construction. However, this option would see a reduction in the number of jobs required to operate the facility relative to today. As well, natural gas would not provide opportunities to supply or market commercial by-products, such as vanadium or wallboard.

Liquefied Natural Gas (LNG) facilities are being considered for the Saint John Area. However, there is no certainty that sufficient LNG would be available to meet the timelines of this project.

The use of natural gas at the CCGS site would require the construction of 595 km of new pipeline from Goldboro, Nova Scotia, assuming that there is a sufficient gas supply and availability to operate the CCGS for the life of the Project (this is presently unknown). It is assumed that this construction involves twinning of the mainline to the Saint John Lateral Take-off (520 km) and then follows the Saint John Lateral Right of Way (RoW) to Ludgate Lake (80 km). It would then involve the clearance of a new RoW from Ludgate Lake to Coleson Cove (straight line – 5 km). The report states that the pipeline would present other environmental issues due to the expanded land base required for the Project.

It is anticipated that up to 3456 m^3/day of water would be required from the Spruce Lake water system. There would be no associated truck traffic during operation.

There would be no environmental effects on the marine ecosystem due to potential spills since the pipeline would be completely underground. However, minor leaks of methane may occur at above ground facilities such as valve sites. Unconfined mixtures of methane in the air are not explosive; however, a flammable concentration (5%-15%) of natural gas within an enclosed space in the presence of an ignition source can explode.

3. » Orimulsion® Conversion

Unlike the other options, the conversion to Orimulsion® would result in a small operational efficiency gain to CCGS. Reduction of air emissions is expected to be greater than the reduction target set by NBDELG. Sulphur dioxide, NO_x and particulate emissions will be reduced to 0.60 lbs/MMBtu, 0.21 lbs/MMBtu and 0.01 lbs/MMBtu respectively. Greenhouse gas emission rates would be approximately 4% lower using Orimulsion® than with #6 fuel oil.

The report concludes that the least costly alternative is the Orimulsion® conversion. The cost of the fuel is stable and the supply is guaranteed through a long-term, 20-year agreement with Bitumenes Orinoco, S. A. (Bitor), a subsidiary of Petroleos de Venezuela, S.A. The financial savings gained from using Orimulsion® as a fuel will pay for the environmental upgrades. This option will also have an overall positive effect on the local and provincial economy during both construction and operation phases. In addition, it will allow for both ash and gypsum to be sold as value-added products.

Water consumption for the Orimulsion conversion option will be 7776 m^3/day. An estimated 425 trucks/week will be required for on-going operation.

While marine species remain at risk due to potential spills, Orimulsion® fuel allows more time for reaction to clean-up and protection of sensitive habitats because spills are current driven, the fuel is less toxic and less harmful to marine birds. There would also be a reduction in spill amounts and likelihood due to the transportation of Orimulsion® by double-hulled vessels.

According to the report, the Orimulsion® conversion option will enable NB Power to fulfill its commitment to the Province by providing reliable, clean and affordable electricity to all New Brunswickers.

Alternative Orimulsion® Fuel Delivery Options

Three alternatives were considered for fuel delivery to the Saint John Harbour. Each was evaluated on their different commercial, financial, technical and environmental implications. They include the following:

1. » Monobuoy at Canaport. This option would use the existing monobuoy at Canaport, located about 1.2 km offshore at the southeast entrance to the Saint John Harbour.

2. » Pier 10 – West Saint John. This option would require the development of a new unloading terminal at Pier 10 at the Port of Saint John; and

3. » New Monobuoy at Coleson Cove. This option would require the installation of a new monobuoy offshore at CCGS. Orimulsion® would be pumped directly into the generating station.

A Monobuoy is a deep-water floating facility that is firmly anchored to the seafloor. It is designed and best suited for unloading large tankers. Tankers moor close to the buoy and pump their fuel through a floating hose directly into the monobuoy where it is then relayed through a pipeline on the seafloor to a mainland terminal.

Options 1 and 2 both allow use of existing facilities, require commercial operating agreements with current owners, investment for new storage tanks and a section of new on-shore pipeline to connect to existing facilities. Although Option 3 would eliminate the need to construct a pipeline from Saint John to the station, it was recognized that it would be cost prohibitive and under-utilized as a single user facility. It would also have difficulty meeting the construction schedule of the project. Option 1, the existing monobuoy at Canaport was selected as the preferred option to best satisfy the selection criteria.

Alternative Pollution Prevention Technologies

According to the Report, NB Power has worked with specialists and equipment suppliers to select the best combination of control technologies and to achieve each of the target emission rate reductions.

Section 2(2) of the National Guidelines for New Stationary Sources states that opportunities to reduce nitrogen oxides may arise during major alterations to an existing fossil fuel fired steam generating unit and improved nitrogen oxides control measures should be implemented where-ever feasible. Pollution prevention mechanisms

have been incorporated into the design resulting in a significantly improved nitrogen oxide emission rate of 0.21 lb/MMBtu.

It is also noted that the air quality modeling does not predict exceedences of any ambient air quality standards, including NO_x from the refurbished facility.

One alternative technology for NO_x control which was not selected for the Project is an ammonia based Selective Catalytic Reduction system (SCR). Such a system has issues and risks associated with it.

PROJECT DESCRIPTION

Existing Coleson Cove Generating Station (CCGS)

The CCGS is located 15 kms southwest of Saint John on the northern shoreline of the Bay of Fundy at Tiner Point in Lorneville. It was constructed between 1971 and 1975 as part of the then anticipated Lorneville Industrial Park. CCGS commenced operation in 1976. Most of the industrial park area is owned by Business New Brunswick and is undeveloped. The total area of the site owned by NB Power is approximately 328 ha, of which 30 ha have been developed. Primary access to the plant is via Highway No. 1 and then King William Road. The entire site is steeply contoured from the shoreline inland, the only exceptions being those areas that were developed to accommodate the initial construction of the facility. The station itself is located adjacent to the shoreline with the main boiler house on the seaward side and the turbine hall on the landward side. The plant switchyard and terminal facilities, as well as the tank farm, are located approximately 300 m from the station.

The existing CCGS consists of three boilers and turbine generator sets, each with a rating of 350MW and each fired with #6 fuel oil. In total, the CCGS has a capacity of 1050 MW. There are dry electrostatic precipitators that remove flyash (a particulate matter), from the flue gas leaving the boiler. The flyash collected has high carbon content such that it can be re-injected and burned in the boiler. The resulting bottom ash is sold and trucked-off for vanadium recovery, which is primarily used in the steel industry. Gaseous emissions are released to the atmosphere from a triple flue 183 m stack. These emissions are primarily composed of oxides of nitrogen, sulphur, carbon and particulate. Each boiler is equipped with continuous emission monitors (CEMs) or software CEMs used to measure emission levels for opacity, NO_x and SO_2.

The station's total freshwater needs are supplied by a 600 mm pipe from the Spruce Lake Reservoir, which is located about 5 km north of the site. This line has a supply capacity of 33,200 m^3/day. The station's water consumption amounts to 3,456 m^3/day. Freshwater is converted into high-pressure steam in the boilers, which in turn drives the turbines. Once freshwater has gone through this cycle, it is cooled and condensed and then reheated (recycled) to drive the turbines again.

Freshwater is also used for operational maintenance requirements (e.g. cleaning purposes) and for potable water supply. In addition, freshwater is required for the fire protection system.

All freshwater treatment demands are satisfied by the station's water treatment plant, which contains the equipment necessary to accommodate chlorination, clarification, filtration, demineralization and condensate polishing. The station uses seawater in a circulating water system for heat exchange in a variety of equipment. The intake structure is located on the shoreline at the west end of the plant. Water from the bay passes through screening equipment, is directed to the individual unit heat exchangers, and then, is returned to discharge approximately 100 m offshore. The CCGS operates a wastewater treatment facility for the retention and treatment of all contaminated liquid other than domestic sewage. Sludge from the wastewater treatment plant is disposed of at the solid waste disposal facility, which presently consists of two cells.

The #6 fuel oil at Coleson Cove is delivered through a 28 km pipeline from east Saint John to storage tanks on the plant site. Total #6 fuel oil storage on-site is about 1,200,000 barrels, enough for 30 days of full load

operation. The oil is transported by tanker to the unloading facilities at Courtenay Bay, operated by Irving Oil Limited. The current expected end of plant life at Coleson Cove is 2017.

Orimulsion®

Orimulsion® is a liquid fossil fuel made up of 70% bitumen, a naturally occurring hydrocarbon from the Orinoco belt in Eastern Venezuela, and 30% water. Orimulsion® has been transported and used worldwide as an alternative fuel for power plant electric generation. It was first introduced to New Brunswick in 1994 for use at the Dalhousie Generating Station.

Orimulsion® -400, the most current fuel formulation, is predominantly comprised of aromatic hydrocarbons and resins that collectively account for 63% to 69% of the fuel. It also contains a surfactant package (<0.2%) of alcohol ethoxylates and monoethanolamine, which ultimately degrades into carbon dioxide and water. The most common use of the surfactant compounds is in household laundry detergents. The report notes that in most cases Orimulsion® is lower in toxicity because of the lower concentrations of BTEX and PAHs compared with other hydrocarbon products or American Petroleum Industry fuels such as #6 fuel oil. It is also classified as a non-flammable cargo under the National Fire Protection Agency. Its composition of 30% water renders it effectively incapable of sustaining a fire. It also has a vapour pressure similar to that of water, which makes it non-explosive.

To date, there have been no known spills of Orimulsion® fuel, however, laboratory studies have been conducted to simulate the behaviour of Orimulsion® -400 spills in saltwater environments. Research found that if Orimulsion® -400 is accidentally spilled into the aquatic environment, the water phase will quickly dilute into the surrounding water and the bitumen particles will disperse throughout the water based on the subsurface currents and tides. More importantly, the report states that a surface oil slick will not form following a spill of Orimulsion® -400, very significantly reducing the ecological risks.

The report states that if a leak from the existing pipeline were to occur in the vicinity of the Saint John River, the extremely high currents and turbulence of the Reversing Falls area would rapidly entrain and disperse both #6 fuel oil and Orimulsion®. Thus, both fuels are likely to oil the shorelines and have similar effects under these circumstances. According to the report, Orimulsion® released via a spill onto the land would initially behave similarly to #6 fuel oil. The mobility of the Orimulsion® through the soil would be much different after the emulsion breaks, thus limiting the depth of penetration. The report concludes that the total travel distance of a terrestrial spill of Orimulsion® would be much less than a spill of a similar quantity of #6 fuel oil.

Fuel Delivery & Storage

The selected option for fuel receiving is the Irving owned monobuoy at Canaport, a facility that has been used safely and successfully since the 1970s. At this time, NB Power expects that double hull tankers with a capacity of approximately 150,000 tons would deliver the Orimulsion®. The tankers would be moored to the Monobuoy at Canaport and would pump their fuel through a floating hose directly into the monobuoy. From here, it would be unloaded via an undersea pipeline to a new pumping station and piping system onshore that will pump the fuel to new storage tanks. These tanks will be built at the existing Canaport tank farm. The Canaport monobuoy facility is expected to unload a full tanker in about 36 hours.

A new water separation system will be installed at the tank farm to ensure discharges meet regulatory requirements. A new pipeline will be constructed from Canaport to join with the existing pipeline that currently carries #6 fuel oil across the city to the CCGS.

At Coleson Cove, the existing fuel storage facility includes four #6 fuel oil tanks and one #2 fuel (light oil) tank. All five tanks will be converted for the storage of Orimulsion®. Together they will provide storage for 1,400,000 barrels of fuel or approximately 27 days supply at full station load. Fuel Oil #2 will be available for start-up ignition fuel and will be stored in the existing ignition fuel storage tanks near the Unit

1 boiler house. Inspection, assessment and repair of the existing tanks will be conducted as part of the Project. The existing fuel delivery line from the tank farm to the powerhouse will also be replaced by a new 500 mm diameter line, which will be installed along the existing dyked fuel delivery line routing.

Project Design

A major element of the proposed refurbishment includes a number of capital additions to improve operating equipment efficiency, meet emission standards and accommodate the conversion to Orimulsion® fuel.

Changes to the current CCGS would include the following:

- A reburn combustion system. Modifications to the burner system will be made that will include low NO_x burners, reburn burners, flue gas recirculation, and overfire air injection to control emission of NO_x at its source in the boilers. This is considered pollution prevention technology.

- Flue gas desulphurization system (FGD). The FGD would remove 80 - 90% of the SO_2 emissions contained in the flue gas leaving the boilers. The flue gases are scrubbed by passing them through a spray of limestone and water. This mixture reacts with the SO_2 in the flue gases and the resulting chemical reaction produces a gypsum slurry. The plant would provide for the removal and dewatering of gypsum slurry from the FGD resulting in gypsum cake which is suitable for wallboard production. The plant will also include the limestone handling and preparation system.

- New Material Handling Facilities. New handling facilities for limestone and gypsum will be located within a common yard east of the FGD facilities. Weight scales would be installed to measure inflow and outflow of materials. Fences and gates will restrict entrance to the area. The yard area will be lined and surface drainage routed to a settling sump, which will be routed to the wastewater treatment plant.

- New Fly Ash Packaging and Storage Facility. A separate fly ash packaging and storage facility will be constructed adjacent to Unit 1 boiler house and the water treatment plant.

- New Wet Electrostatic Precipitators (WESP). Two wet electrostatic precipitators (WESP) will be installed to control emissions, including sulphur trioxide, a major component of fine particulate in the visible plume exiting the stack. The new WESP along with the existing ones will lead to a 75% reduction in the total particulate emission rate. Each WESP will be located at the outlet to the FGD absorber tower.

- Refurbishment of existing dry electrostatic precipitators. The existing precipitators will be strengthened. The stack and ductwork will also be refurbished.

- New Distributed Control System (DCS). A new DCS, including new emission control systems, the reburn combustion control, FGD and WESP, will allow NB Power to optimize the plant operating performance and efficiency.

- New Stack. A new 183 m tall concrete stack, which is the same height as the existing stack, will be constructed to receive flue gas from the FGD system.

- New Solid Waste Management Area (SWMA). A new SWMA will be required to accommodate increased volumes of sludge from the FGD system or "off-spec" gypsum that cannot be sold. The proposed disposal site lies in a natural drainage basin flowing from an area to the northeast of the oil tank farm to Frenchman's Creek/Burchills Brook and Musquash Harbour. The landfill will be developed in a cellular fashion with each cell constructed for about five years of capacity. One cell will be built initially, and others as required. The disposal cells will be lined and have a leachate collection system leading to a settling pond. After each cell is completed, it will be capped to reduce leachate production. Leachate and runoff in the settling pond will be diverted to the new Wastewater Treatment

Facility, for further treatment prior to release. No public water supplies exist in the site or down gradient from the site.

- New Wastewater Treatment Facility. A new state of the art wastewater treatment facility will ensure that wastewater from the boiler, FGD, ash, gypsum and limestone handling systems, tank farm dyked area and leachate from solid waste management area is treated and monitored as required. Most of the treated wastewater will be recycled to the FGD system and used as service water, otherwise it will be discharged into the Bay of Fundy.

- New fuel storage tanks, pipeline and pumps at the fuel unloading location. See Fuel Delivery and Storage.

- Refurbishment of the existing fuel storage facilities at CCGS. See Fuel Delivery and Storage.

Other Project Components

Limestone

The supply of limestone will be contracted for delivery to the plant where it will be received and stored on-site inside the Material Handling building. CCGS also plans to maintain a seven-day "emergency storage pile" located in the materials handling yard. Given the large diameter of the limestone and based on experience from the Belledune Generating Station, dusting is not expected to be a problem. The emergency stockpile will be used in the event of an interruption in limestone delivery. The limestone will be transferred from the materials handling facility to the FGD silos by an enclosed conveyor. The source of the limestone is not currently known, however, if the supply of limestone is from offshore, there may be a requirement for additional storage. Truck traffic associated with limestone transport will average two to three trips per hour or 155 trips per week.

Gypsum Loadout

The FGD is designed and will be operated such that the final product will be suitable for gypsum wallboard. Ninety per cent of gypsum produced at the Dalhousie and Belledune Stations is currently sold to wallboard manufacturers. The refurbished CCGS is expected to generate up to 500,000 tonnes of gypsum a year.

Truck traffic associated with gypsum transport will average 4-5 trips per hour (8-10 hrs/day) or 270 trips a week. Presently, gypsum from Belledune and Dalhousie is shipped in bulk from the Port of Belledune. Given the relatively large quantities stated in the report, it is considered likely that the purchaser will move the material in bulk through the Port of Saint John or the Port of Bayside by a combination of truck and/or ship and/or rail. NB Power has yet to enter into a contract for the use of gypsum. However, any gypsum that is moved by truck from the site will be tarped and transported through the industrial park to the divided four lane Highway No. 1. Various options exist for the controlling of dust and will be addressed in the Approval to Operate.

Provision for truck washing will be made near the material handling building. All drainage from the area will be directed to the yard sump. All effluent gathered from this area will be diverted to the wastewater treatment facility. As well, preparation has been made to landfill 10% of the total yearly production if the gypsum cannot be marketed.

Ash Management

Like all fossil fuels, Orimulsion® has a large concentration of components that are combustible such as carbon and hydrogen. It also has a small component that is not combustible, commonly known as ash. Ash content of fossil fuels includes non-combustible metals such as zinc, vanadium and nickel. In the case of Orimulsion®, these non-combustible components are collected into about 10% bottom ash and 90% flyash. The denser bottom ash falls to the bottom of the furnace where it is removed on a routine basis. The flyash gets entrained in

the flue gas, is carried out of the furnace and it is then removed from the gas stream as it passes through the electrostatic precipitators.

Both bottom ash and fly ash will be recovered in a dry state and packaged in 500 to 1000 kg lots for shipment to a vanadium or heavy metal recycler. Prior to packaging fly ash, a densification process is used to increase the bulk density of fly ash and control fugitive dust emissions. The total amount of ash depends on the fuel ash content and amount of magnesium oxide present in the fuel. The majority of fly ash will be recovered in the existing dry fly ash electrostatic precipitators and transported by a special drying conveying system to a common storage silo. All wastewater generated by densification and packaging operations will be routed to wastewater treatment.

Truck traffic associated with ash transport will amount to one truck every two to three weeks.

Land Acquisition and Site Improvements

The Project will require the purchase of 88 ha of adjoining property from Business New Brunswick for construction of a new solid waste disposal area, parking lot and a laydown area for receiving material. This required property is bordered by the station tank farm, Burchill Road, the station supply pipeline and the Bay of Fundy. The Project will require the development of 2.2 ha within the NB Power property for the construction of a temporary trailer site and temporary parking lot. The development of 0.2 ha is also needed for a gypsum and limestone loading area during Operation.

An additional fresh water line will be required to handle the extra capacity needed by the refurbished plant. The 400 mm diameter underground line will be installed between the city main located near the entrance of the plant property and the plant buildings. These dual fresh water supply lines will improve the safety and reliability of the plant. A new access road will also be built to accommodate site traffic around the new plant structures.

Construction

NB Power has committed to being consistent with Environment Canada's Codes of Practice for Steam Electric Power Generation – Construction Phase (Environment Canada 1989). In addition, NB Power will require an Approval to construct under the Water Quality Regulation of the NB Clean Environment Act and the Air Quality Regulation of the NB Clean Air Act.

NB Power intends to have a labour stabilization agreement for the project to ensure that, where appropriate, the labour will be supplied through the local unions.

The construction schedule has to allow for the ongoing operation of the Station during the winter months, since the energy is required to supply in-province loads between October and March. The Project would be constructed on the following three-year schedule, subject to EIA approval:

- Onsite work to begin in 2002;
- First unit to be converted in 2003, second and third units to be converted in 2004;
- First shipment of Orimulsion® received in Spring 2004;
- Begin first FGD system commissioning on Orimulsion® in August 2004; and
- Plant fully commissioned by November 2004.

Operation

NB Power operates its Point Lepreau, Belledune, Grand Lake and Dalhousie Generating Stations as year round base load facilities. This means they operate at or near their full capacity throughout the year, except for maintenance outages. CCGS provides much of the spring/fall and winter seasonal load requirements for the system. The number of units operated is dependent on system load requirements, New England market opportunities and the availability of energy from Hydro Quebec. Because of these factors, the operation since

1990 has varied. The refurbished station is predicted to operate with a capacity factor of about 65%; however, in theory it could operate as high as 85%. For the purposes of the EIA, these capacity factors (65% & 85%) are considered to be the "most likely" and "highest predicted" capacity factors for the Station in the future.

Decommissioning

The anticipated life of the completed Project is 25 years. As the facility approaches this situation, a review will be undertaken to determine the future of the facility. This could include a refurbishment project (such as the current proposal), or closure and decommissioning. Should the decision be made to close the Station, it is expected that NB Power would develop an overall decommissioning plan that should form the basis of a separate EIA registration. The Plan would address plant take down, equipment/material disposal/recycling, site stabilization and remediation, as well as the secure closure of the solid waste facilities on site. The closure process would also include any appropriate continuing treatment of wastewater, as well as environmental monitoring post closure.

APPROACH TO ASSESSMENT OF IMPACTS

VALUED ENVIRONMENTAL COMPONENTS (VECS)

The assessment focuses on the evaluation of potential interactions between Project components and activities, and environmental and socio-economic components of concern (ECCs) that were identified through an issues-scoping process. Each was examined and organized to identify the priority matters for further environmental assessment.

In preparing the EIA, the interactions between Project activities and VECs are described as either positive or negative. A VEC is defined as a grouping of perceived public concerns related to social, cultural, economic or aesthetic values. It also reflects expert opinion as to possible effects on the natural environment. VECs were identified through determining the linkages between the ECCs and the Project. Where no linkages were identified, the component of concern was deemed not to be affected by the Project, and therefore, was no longer part of the analysis. Where Project design has addressed potential issues such that the effects are no longer a concern, these issues were also removed from further analysis.

A potential effect was assumed acceptable if specific guidelines or regulations were met. For those situations where specific guidelines and recommendations are not in place, the direction and degree of change to a VEC due to the project was evaluated and mitigation and monitoring programs were developed.

ASSESSMENT OF ENVIRONMENTAL EFFECTS

Methods used in the identification and assessment of effects included the use of models and extrapolation from datasets and trends, as well as the compilation of relevant statistical information. In some cases, a review of literature was undertaken that included primary literature, along with unpublished reports and data from government agencies and departments, universities and research institutions and other similar, relevant projects. Interviews were carried out with resource persons and knowledgeable individuals. Public consultations through Open Houses, workshops, interviews, and formal and informal meetings also helped to identify EECs and formulate Project design.

The prediction tools used for the following investigations included the use of the following mathematical models:

- Air Quality Modeling
- Multipathway Human Health Risk Assessment
- Comparative Ecological Risk Assessment for the Marine Ecosystem of the Bay of Fundy
- Groundwater/Leachate modeling
- Economic Input Output modeling
- Transportation modeling
- Freshwater – modeling to identify pumping requirements
- Noise modeling

DETERMINATION OF SIGNIFICANCE

The significance of environmental effects was analyzed using the criteria: magnitude; geographic extent; timing; duration and frequency; reversibility; ecological and socio/cultural context; probability of occurrence; and the capacity of renewable resources to meet the needs of the present and those of the future.

Within the local and regional context, a significant effect is defined as an effect which diminishes the quality of the renewable resource, critically reduces the availability of the renewable resource, or compromises the ability of other species or future generations to meet their needs. Renewable resources are those environmental components that will return to a natural state over time. For the purposes of the EIA, an effect is only

considered "significant" if it is both adverse and likely to occur. Significance has been based on scientific determinations, social values, public concerns, and economic judgments. The significance of project-induced changes on VECs is considered for all issues.

The significance of cumulative environmental effects for each VEC was determined for each phase of the Project. Cumulative effects are associated with those activities either ongoing or planned within the defined Project area that could result in an adverse environmental effect once combined with the effects of the Project. In addition, residual environmental effects were considered for potential accidental events. Residual effects are those environmental effects predicted to remain after the application of mitigation. Cumulative impacts are only considered in cases where the prediction of residual effects identifies an impact that is greater than "negligible" (i.e. minor, moderate or major).

SUSTAINABLE DEVELOPMENT & BIODIVERSITY

Over the past several years, a number of concepts have been developed to encompass important environmental issues. These concepts include sustainable development and biodiversity. The report defines sustainable development as development that meets the needs of the present, without compromising the ability of future generations to meet their own needs. Biodiversity is defined as the total variety of all living things in a particular area or region. The report states that NB Power has applied these concepts in carrying out scoping, effects analysis, Project design and mitigation, determination of effects significance and monitoring.

ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT

Seven Valued Environmental Components (VECs), identified as important environment elements potentially at risk from the proposed development, are described in the following summary of the effects assessment. They include: Air Quality; Marine Ecosystem; Terrestrial, Wetlands & Freshwater Ecosystem; Human Health & Safety; Economy & Culture, Sustainability Assurance and the Environment on the CCGS. (See Approach to Assessment of Impacts for information on Sustainability Assurance).

AIR QUALITY

The air quality VEC was assessed since emissions due to the refurbished CCGS operation, construction traffic, and traffic related to limestone and gypsum transportation have the potential to affect air quality in the study area.

Existing Atmospheric Environment

For the purpose of the EIA, the boundary for modeling of the airshed was formed by a square grid of 40 km per side, with the CCGS at its centre. The only major urban area within the grid is the City of Saint John. The Bay of Fundy lies to the east through the southwest of the CCGS, while the remaining area is predominantly rural.

Climatology

The Saint John region is considered to have a modified continental climate. The region experiences moist air most of the year, producing mild periods in the winter and relatively cool weather for the remainder of the year. As the air moves over the Bay of Fundy, it is often cooled. As a result, the flow becomes stable and the vertical motions are somewhat suppressed in the cold bottom layer. This stability can greatly influence the dispersion of an exhaust plume located on the coast. Average monthly wind speeds are higher in the winter than the summer, with the prevailing wind coming from the south.

Air Quality

Air quality is influenced by the concentrations of air contaminants in the atmosphere. Air contaminants are emitted by both natural and human sources and are transported and dispersed by the wind. The maximum permissible ground level concentrations for the regulated contaminants in the Saint John region are the same as in the rest of the province, with the exception of sulphur dioxide which is set at half the acceptable federal level. This makes it equivalent to the desirable range of the National Ambient Air Quality Objective, which is the strictest emission level for SO_2 in Canada. The EIA referenced the following contaminants of concern: total suspended particulates (TSP), inhalable particulates (PM_{10}), respirable particulates ($PM_{2.5}$), hydrogen sulphide (H_2S), carbon monoxide (CO), nitrogen dioxide (NO_2), sulphur dioxide (SO_2), ground level ozone (O_3) and volatile organic compounds (VOCs).

Ambient Air Quality

TSPs (also known as particulate matter or PM) become more of a potential hazard to health when the particle size is less than 10 μm in diameter. According to the report, measured TSPs values have decreased to less than half of what they were during the 1980's. These improvements are generally attributed to better emission control on both stationary and mobile sources, as well as a reduction in open burning activities. The two size ranges of airborne particulate matter, PM_{10} (the inhalable particulate matter) and $PM_{2.5}$ (respirable particulate matter), are now considered to be of greater significance than PM/TSPs, with respect to effects on air quality and health. Levels of PM_{10} have been noticeably higher in previous years, potentially attributed to increased construction activity. While there is no established regulatory standard for PM_{10}, the average of 20 ug/m^3 for Saint John was much less than the 50 ug/m^3 objective set by the Greater Vancouver Regional District.

Although, monitoring for $PM_{2.5}$ began in 1999, sufficient data was not collected to compare with the Canada Wide Standard of 30 ug/m^3 as a 24-hour average over three years. However, the report notes that the measured 24-hour values did not exceed this value during 1999.

The report states that annual mean trends of SO_2 in Saint John have fallen substantially in the past 20 years, with some levelling-off of this trend more recently. Changes in local power generation and various industrial facility upgrades are being stated as the reason.

The average concentrations for NO_2 have been stable during the period of 1995 to 2000. This may reflect the offsetting issues of better emission controls versus increased traffic. While NO_2 concentrations are well below regulatory standards, the report states that this contaminant is of particular importance as a contributor to ground level ozone (O_3) formation. Nitrogen oxides react to hydrocarbons in the presence of sunlight to form ozone and contribute to the formation of acid rain.

Effects Assessment

Facility Emissions

Results of dispersion modeling indicate that the 24-hour maximum concentrations predicted for any given load and contaminant for the Project are substantially lower than that of the existing plant and well below the respective regulatory standards. As indicated, the refurbished generating station will reduce emissions rates by approximately 77% for SO_2, 70% for NO_x and 75% for TSP. The maximum ground level concentrations predicted for the Project alone are substantially below those associated with #6 fuel oil and fall below regulatory limits. The report states that these reductions in emissions will result in improved air quality in the airshed.

Special operating conditions that have the potential to affect emissions include startup, shutdown and upset operating conditions. Given the short-term nature and relative infrequency of these events, the report states that the consequences for air quality effects are minimal and would be compared to a low-load scenario.

The report notes that further gains in air quality become more difficult to achieve as one approaches "background levels". These background levels are made up of three main components: i) background emission from natural sources; ii) emission from nearby point and area sources other than the one currently being assessed; and iii) the long range transport of contaminants that are emitted by distant sources and carried into the region.

Plume Dispersion

Because the emission rates of SO_2, NO_x and PM are substantially reduced, the plume visibility is expected to be substantially improved. The report states that the predicted peak SO_2 levels were found to occur about 1.6 km to the Southeast of the generating station.

However, the predicted SO_2 24-hour maximums and annual averages at all three loads (High, Medium & Low) for both #6 fuel oil and Orimulsion® from the station alone were well below the regulatory standards. According to the report, this indicates that the contribution of CCGS emissions to SO_2 in the city of Saint John is on average relatively small.

Effects of Vehicle Emissions

Dispersion modeling results indicate that the contribution of emissions to the airshed from the proposed increase in traffic resulting during construction and operation is small. The report states that the largest increase in vehicle emissions occurs during construction and is for NO_x mainly due to an increase in vehicle traffic associated with workers commuting and material delivery to the site. Predicted maximum ground level concentrations along the roadside from vehicle traffic alone are well below provincial ambient standards for contaminants and below the national ambient air quality standard for $PM_{2.5}$. According to the report, carbon

monoxide was also examined. However, the effect on air quality, based on hourly average, was always at least a 100 times less than the New Brunswick standard for CO and therefore, it was not addressed further.

Effects of Marine Vessel Emissions

According to the report, there will be a substantial reduction in marine traffic for delivery of fuel to the CCGS and a corresponding change in emissions from marine vessels because of the proposed refurbishment. Larger tankers will be used to transport the Orimulsion®, reducing the number of fuel deliveries to 14 a year from the existing 30 shipments required for #6 fuel oil. If limestone and gypsum are shipped rather than trucked, they would be delivered to Pier 10 at the Port of Saint John using 60,000 dwt bulk carriers which would consist of five deliveries of limestone and eight outgoing shipments of gypsum each year.

As indicated previously, all emission parameters will decrease. The report also notes that the NB Power marine vessel emissions will take place at the Canaport monobuoy located about 1.2 km offshore, as compared to the existing Irving Terminal (at Courtenay Bay) located closer to the Saint John city center.

Greenhouse Gases

The report states that the issue of climate change and the role of carbon dioxide as a greenhouse gas has implications for all combustion processes in terms of the effect on climate, as well as the Provincial/National/International agreements and regulations which exist or may be brought forth in years to come. The well-known Kyoto Protocol, although not yet ratified by Canada, would call for this country to reduce its greenhouse gas emissions by 6% below 1990 levels between 2008 and 2012. In August 2001, the Conference of New England Governors and Eastern Canadian Premiers (NEG/ECP) developed an Action Plan whose key goal was to stabilize emissions at 1990 levels by 2010, and to target reductions of 10% by 2020. These targets are for the region as a whole, and the Plan envisions the creation of a regional registry and the exploration of a trading mechanism.

For NB Power, this is a corporate issue which needs to be addressed on a system-wide basis, as was done to meet the SO_2 caps established to deal with acid rain. A number of options have been identified that would allow NB Power to reduce greenhouse gas emissions. These options are discussed in detail in NB Power's submissions to the Public Utilities Board as part of the CCGS and Point Lepreau hearings and are included in Appendix E of the EIA report. The submission states that they are considering various options to meet CO_2 targets, including the following:

- Refurbishment of Point Lepreau is seen as a key element of NB Power's strategy to mitigate CO_2 emissions (by at least 2.0 million tonnes compared to other alternatives) and meet projected CO_2 limits.

- Electricity from Orimulsion® instead of coal could effectively reduce NB Power's CO_2 emissions by 3 to 5%.

- A study is underway to assess wind conditions in the Lameque area as part of a review of the potential for wind generated electricity. Although limited, there is some potential for small hydro developments left in New Brunswick. Renewable energy from wind (50 MW) and hydro (50 MW) would reduce CO_2 emissions by about 3%.

- NB Power's load forecast calls for significant incursion by natural gas into existing and future space heating markets. It also calls for self-generation by industry (probably using natural gas), which will displace 150 MW of firm industrial load.

- Redispatch of low emission generation and reduction of low margin exports. NB Power would also support the development of a North American wide extended trading mechanism for CO_2 reduction credits. This would promote the most economical methods of CO_2 reduction.

- Retirement of the 60 MW Grand Lake Plant in 2004 will reduce CO_2 emissions by about 1.5%.

In summary, quantitative CO_2 potential reduction options by NB Power are provided in the table below:

		Total CO_2 Emissions (Mtonnes)	
		2010	2020
Business as Usual Operation (as per load forecasts)		9.2	10.2
CO_2 Mitigation Options	CO_2 Emissions Reduction (Mtonnes)		
• Point Lepreau Refurbishment	(0)		
• Reduce Low Margin Exports	(1.1)		
• Redispatch Orimulsion® ahead of Coal	(0.4)		
• DSM/Fuel Switching (i.e. funding of DSM programs)	(0.5)		
• Renewables (i.e. wind mills, small hydro)	(0.3)		
• Sponsorship offset Projects (i.e. methane capture from landfill)	(0.5)		
Total	2.8		
Total CO_2 emissions following Mitigation Options		6.6	7.4

NB Power's 1990 base year for CO_2 emissions is 8.3 Mtonnes (million tonnes).

NEG/ECP regional CO_2 reduction targets are:
- reduction to 1990 levels by 2010
- reduction of 10% below 1990 levels by 2020

Proposed Kyoto targets include:
- reduction of 6% below 1990 levels by 2008-2012

Monitoring & Mitigation

In order to comply with existing environmental legislation, CCGS must meet the conditions of the facility's Approval to Operate issued under the Air Quality Regulation and the Water Quality Regulation. The Continuous Emissions Monitoring System (CEMS) to be installed in the new stack will measure the concentrations of CO, CO_2, SO_2, O_2 and NO_x on a continuous basis. In addition to this instrumentation, a Software Continuous Emission Monitoring program monitors the emissions of SO_2. Furthermore, NB Power operates a continuous opacity monitor downstream from the electrostatic precipitator and conducts annual stack testing in order to comply with the facility's Approval.

It is anticipated that emissions will be effectively dispersed in favourable weather by the tall stack and strong winds aloft. During unfavourable weather conditions, the report states predicted air quality will be monitored daily by a supplementary control system program that immediately responds to potential increases in the downwind concentration of SO_2.

An extensive network of ambient air quality monitoring stations is operated in the Saint John area by the NBDELG, local industry, and Environment Canada. This network consists of 12 separate locations, at which

the concentrations of various contaminants are measured. NB Power plans to continue the in-stack continuous emissions monitoring and to analyze the data from the existing ambient air quality stations for the purposes of a continuing assessment of air quality in the region as they may pertain to CCGS.

MARINE ECOSYSTEM

Accidental spills of Orimulsion® could occur during the transportation and/or offloading associated with the Project. An accidental spill of Orimulsion® may affect Bay of Fundy marine life through direct mortality, habitat degradation or behavioural changes. The Bay of Fundy provides valuable habitat for the right whale, harbour porpoise and leatherback turtle, all of which are species at risk of extinction. Effects of an Orimulsion® spill could place these species under increased stress. A spill of Orimulsion® could also affect traditional fisheries and aquaculture by reducing the available resource, by fouling fishing gear, vessels and equipment, and by the interruption of harvesting operations. The CCRP will also result in a significant shift of NB Power related tank ship traffic away from Courtenay Bay to Canaport.

Existing Marine Environment

Marine Environment

The coast of New Brunswick is characterized by stronger ebb currents than flood currents, resulting in net movement from Chignecto Bay towards Campobello and Grand Manan, out into the Gulf of Maine, and back into the Bay of Fundy along the coast of Nova Scotia. The study area consists of three sub-areas: Outer Bay (that is, the Bay of Fundy area located outside of the Harbour Bay boundary), Harbour Bay (City Harbour, Courtenay Bay and their channels), and Reversing Falls. The study area also considers offshore and shoreline habitats, as well as islands. The average tide and maximum tide ranges in the vicinity of Saint John are 6.5 m and 8.7 m, respectively. There is an overall tidal exchange rate of 77,000 cubic metres per second (CMS) in the area. The majority of the tidal exchange crosses at the Bay of Fundy and the Outer Bay.

Marine Species

The marine environment in the Bay of Fundy is a very diverse and complex system. It contains hundreds of important habitat species that provide food, breeding grounds and shelter for a large number of plants and animal species. The study area includes a diverse offshore algae/seaweed population that provides food for a large variety of invertebrates. In turn, these species provide prey for both mammals and birds. Four species of seals are seen in the Bay of Fundy, particularly in Saint John Harbour. Whale species that frequent the Bay of Fundy during the summer months include: the Atlantic white-sided dolphin, harbour porpoise, minke whale, finback whale, humpback whale and right whale. The Bay of Fundy is considered to be one of the most important areas on the Canadian east coast for a wide variety of resident and migratory marine birds. It also provides significant regional, national, and international breeding, migrating and wintering habitat for a variety of water and shorebirds and hosts between 75 to 95% of the world's population of Semipalmated Sandpipers.

Species at Risk

Endangered or threatened species found in the study area include the harbour porpoise, right whale and leatherback turtle. Although they are known to inhabit the Bay of Fundy, the general study area is not known to represent limiting or critical habitat for these species. Atlantic salmon populations in the inner Bay of Fundy are listed by the Committee on the Status of Endangered Wildlife in Canada as being endangered. The Northern Wolfish and Spotted Wolfish are listed as being threatened. The Atlantic Cod and the Atlantic Wolfish are listed as species of special concern.

Commercial Fisheries

The study area is located in the North Atlantic Fisheries Organization Conservation Area 4X where shellfish, marine plants, groundfish, herring and gaspereau are fished for commercial markets. Lobster, scallop and

dogfish are commercially fished in the vicinity of the Monobuoy. Rockweed, used to produce kelp meal and seaweed extract, grows in the intertidal zone east of Passamaqoddy Bay. Dulse is also harvested in the intertidal zone outside of Saint John Harbour. Cod fishing, although not a major fishery in the study area occurs in the late winter and spring at least 10 km off shore, past the Musquash Shoals. Commercial fisheries for gaspereau and shad occur throughout the lower Saint John River, including Saint John Harbour and the lower end of Grand Bay.

Existing Vessel Traffic

Located in the Bay of Fundy, the Port of Saint John has 27 berthing facilities and a docking front of 3865 m. There are three main areas. The majority of Port facilities are located in the Main Harbour and Courtenay Bay. The Outer Harbour is comprised of the Harbour approaches and anchorage areas. A very large crude carrier (VLCC) offshore discharge facility at Canaport is also situated in the outer area, 1.2 km from shore. Vessel traffic to the Monobuoy is estimated between 20 and 60 VLCCs annually.

During the period 1998 to 2001, Coleson Cove related shipments to Courtenay Bay represented 29 vessels per year or about 4% of overall harbour traffic. Each delivery averaged slightly over 200,000 barrels or 30,000 tons. In 2001, the number of annual deliveries rose to 34. The fleet during this time consisted of 17 tankships, the majority of which were single-hulled ships ranging from 16.5 to 24 years of age.

The volume of shipments related to CCGS to Saint John Port would double, from 1 million tonnes (based on average shipments from 1995 – 2000) to 2 million tonnes, if the conversion to Orimulsion® were executed. However, the use of larger tankships (150,000 deadweight tons (dwt) for Canaport deliveries of Orimulsion® compared to existing 36,000 dwt at Courtenay Bay) will result in an average of 14 annual calls. The use of larger tankships amounts to about one-half the annual number of port calls required for #6 fuel oil at Courtenay Bay. All tankers for Orimulsion® will be chartered by NB Power.

Vessels arriving in the Harbour enter the Main Channel at Partridge Island and proceed into either the Main Harbour or Courtenay Bay. This area is characterized by substantial industrial activity including a potash terminal, oil handling facility and a ferry service to and from Digby, Nova Scotia. The commercial fishing fleet in the Bay of Fundy, some of which utilizes Saint John Port as a lay port, and fishes the surrounding area, amounts to about 2,700 vessels. Four anchorages are available to vessels either awaiting passage into or from Saint John Harbour, or to proceed to the Canaport. There has been only one reported incident (a result of high winds) in the study area in the past 20 years. No oil was released and no injuries were reported.

Effects Assessment

Comparative Ecological Risk Assessment (CERA)

For the purposes of the EIA, a Comparative Ecological Risk Assessment (CERA) study was conducted. This side-by-side comparison was used to evaluate whether the conversion of the Coleson Cove Plant to Orimulsion® would result in ecological risks from spills that are the same as, less than, or greater than the risks from #6 fuel oil. The study also considered the ecological risks from hypothetical spills of Orimulsion® and #6 fuel oil, both during ship transport and offloading operations. Risk is defined as a combination of the likelihood of an event occurring and the consequences of that event.

An environmental fate and transport model (SIMAP) was used to map environmental exposures to sensitive or important species/habitats and develop plausible adverse scenarios. The exposure or concentration maps produced by the model showed the spill distributions across important habitats of the Bay of Fundy, the cumulative water exposures and shoreline oiling. Seven spill scenarios were defined for evaluation based on a Spill Scenario Workshop held in Saint John in October 2001. Two levels of analysis were conducted. The first, bay-wide, dealt with large-scale predictions of #6 fuel oil or Orimulsion® concentrations in the water column and along the coastline of the Bay. The second, geographic areas of concern (GACs), allowed the assessment to

focus on specific areas, such as the shorelines of the Bay of Fundy. Eighteen GACs, representing a full range of shoreline habitat types, were selected as part of the CERA.

The report notes that with over 300 million barrels shipped by Bitor since 1991, there has not been an accidental release of Orimulsion® into the marine environment. As well, the report explains that the CERA conducted for the Project focused on uncontained and unmitigated accidental spills. However, should an accidental spill of either fuel occur in the Bay of Fundy, efforts would be carried out to contain and/or recover the spilled fuel.

Effects of Potential Fuel Spill (Orimulsion® vs. #6 Fuel Oil)

The report states that Orimulsion® has different chemical, physical and toxicological characteristics than that of #6 fuel oil. It is derived from geological deposits that have become highly weathered over literally hundreds of millions of years. This means that the more volatile toxic constituents of these bitumen deposits (i.e. PAHs and BTEX compounds) have long been degraded. In contrast, #6 fuel oil is effectively the bottom of the barrel from the petroleum processing. With variable additives added to this residue, it typically contains 10 to 100 times more of these PAHs and other toxic constituents than the bitumen of Orimulsion®. This means that Orimulsion® is much less toxic than #6 fuel oil. Acute toxicity data that was developed using #6 fuel oil and Orimulsion® samples further demonstrated that Orimulsion® is less toxic than heavy fuel oils. The study also notes that Orimulsion® is produced using a single source of bitumen, by one company, using the same process, which results in a very chemically consistent product.

According to the report, the most potential ecological risks from #6 fuel oil are associated with the physical oiling of marine life following a spill. The report indicates that Orimulsion®, because it is an emulsion of bitumen in water, readily disperses into the water column when it is spilled, as opposed to forming a surface slick as do typical floating oils. Thus, significant amounts of bitumen will not surface. This behaviour is expected to significantly reduce the risk of oiling to water birds following an accidental Orimulsion® spill, as compared to the risk of typical floating oils.

Results of the CERA conclude that bitumen oiling was more of a surface contamination of the feathers, as opposed to oiling into the plumage of the birds, as is the case for #6 fuel oil. External contamination of oiling results in matting of feathers, loss of insulation, water repellency and buoyancy, and causes death by hypothermia, starvation or drowning. The report states that marine birds could be exposed to contaminants through several different pathways. Exposure of eggs to oil on contaminated adult plumage could lead to embryo mortality. Ingestion of oil by preening or consumption of bitumen may also have toxic effects on marine birds. Another effect related to exposure to oil slicks includes inhalation of toxic compounds by birds and marine mammals in contact with or in the vicinity of heavy fuel oil spills by preening or consuming contaminated food or water.

Results of the CERA concluded that bitumen contamination of feathers is expected to present a lower risk to seabirds oiled with #6 fuel oil. As is the case with any complex risk assessment, a level of uncertainty including that associated with the potential toxicological effects on adult seabirds and eggs, remains in the ecological risks from spills of these two fuels. The report states the Orimulsion® exposed birds had the largest number of organs that were found to have no significant signs of injury when compared to the controls and #6 fuel oil exposed birds. Since Orimulsion® has very low concentrations of volatile aromatics; it is expected to have no inhalation effects on birds or marine mammals. Furthermore, the report states that since low concentrations of BTEX and PAHs in Orimulsion® are expected to quickly dilute, dissolve and evaporate, these dissolved aromatics should have less long term cumulative or chronic impacts on aquatic species compared with #6 fuel oil.

Driven by wind, a spill of #6 fuel oil can quickly reach critical habitats along coastlines much sooner and in greater quantity than Orimulsion®. The report states that spilled Orimulsion® results in a much lower surface mass compared to the almost complete surfacing of #6 fuel oil. This means there would be much less coating of the shorelines and aquaculture facilities from Orimulsion®, very significantly reducing the ecological risks.

A separate study compared the effects of spills of #6 fuel oil and Orimulsion® on the Harbour Seal, Harbour Porpoise and Right Whale. Results indicated that the primary significant risk appears to be to Harbour Seals exposed to #6 fuel oil spills. The report states that Harbour Porpoises and the Right Whale would likely avoid major effects from fuel oil spills. The study concluded that Orimulsion®, due to its lack of slick formation, lower BTEX and PAHs, and propensity to disperse, especially in the strong tidal zones of the Bay of Fundy, is likely to be less of an impact for the three marine mammal species evaluated than with heavy fuel oils.

In addition, a spill probability assessment showed that there is six times less likelihood of a spill of Orimulsion® than #6 fuel oil, based on double hulls and reduced shipments.

Based on the combined ecological consequences determined in the CERA and the probability of spills related to the preventive measures planned and listed below; the report concludes that transportation spills of Orimulsion® in the Bay of Fundy present a lower ecological risk to aquatic resources than presently exists from the shipments of #6 fuel oil.

Effects on Vessel Traffic

The report states the Project may result in new bulk vessel calls at Saint John Harbour for delivery of limestone and removal of gypsum. It is anticipated that approximately 780,000 tons of the combined solid bulk material will be moved annually. Assuming an average, bulk ship size of 60,000 dwt, 13 additional vessel arrivals would occur annually or about one additional vessel arrival per month. As previously indicated, 29 oil tankers will be displaced from within the Harbour and replaced by 14 oil tankers at the Canaport Monobuoy approximately 1000m offshore. As a result, the report states that the addition of 13 bulk shipments will not significantly change traffic density of shipping in the Saint John Port.

As indicated, utilization of Canaport will increase as result of this project. The addition of 14 new vessels will increase the utilization of Canaport from the existing 35% to approximately 42%. According to the report, this will not result in increased environmental risk. However, there may be a small increase in transit time and potential delays. The report states that such an increase in time delays can be managed by mandatory checkpoints, locally referred to as Fundy traffic.

An exclusion zone with a radius of about one-half mile encircles Canaport for the purpose of protecting ships moored at the Single Buoy Mooring (SBM). All vessels, including fishing vessels and their gear, must remain out of the exclusionary zone while crude oil is being discharged at the SBM.

Vessel movements through the Bay of Fundy and through Saint John Harbour are controlled by rules and regulations issued under the Canada Shipping Act. All Orimulsion® shipments will be in accordance with the requirements laid out in the Notices to Mariners including the use of existing routes, traffic separation systems, anchorages, call-ins and check points. Canadian Coast Guard's Marine Communication and Traffic Services Centre at Saint John is a key component of the vessel management system in the study area.

Risk Management and Preventive Measures

The report states that a number of risk management tools will be employed to reduce the risk of transporting Orimulsion® to Saint John Port. The following tools include Bitor's corporate commitments as they relate to the shipment of fuels, as well as other mitigative factors related to spill prevention and spill response plans.

Vessel Selection Criteria

The Canadian Coast Guard has determined that many vessel incidents occur on substandard ships. Consequently, any practice that minimizes the presence of substandard ships will reduce the probability of an incident and an oil spill resulting from an incident.

Vessels transporting Orimulsion® are to be chosen through the use of a "vetting" system based on criteria determined by Bitor to ensure careful selection of vessels, crews and operators. The intent of this selection process is to ensure that the vessels chosen for charter meet or exceed international standards. Orimulsion® tankers will typically be the Suezmax-class, which are tankers in the 140,000-160,000 dwt size capable of delivering up to one million barrels of liquid cargo. Tankers must be classed by a member of the International Association of Classification Societies (IACS). Tankers must also be registered with a flag state that has a demonstrated history of enforcing international shipping conventions. All vessels chartered by NB Power for Orimulsion® delivery will meet Bitor committed standards before loading in Venezuela and will meet Irving Oil Limited committed standards before unloading at Canaport.

Double Hulls

Only double-hulled vessels will be used for deliveries of Orimulsion®. Research shows that large fuel carrying tankships equipped with double hulls reduce spills from groundings by 90% and from collision by 29%. Double-hulled vessels require a much greater force to breach both the hulls than a single-hulled vessel. In addition, the design of double hull tankers suggests that the volume of oil that may be released in the event of grounding will be reduced due to the additional space in the area between the two hulls for oil to migrate if the inner hull is ruptured.

Crew and Operator Selection

Bitor has indicated a commitment for high standards of training for crewmembers. This commitment can reduce the occurrence of human error as a cause of spills. Tankers must have a minimum of four deck officers in addition to the Master. Officers selected for Orimulsion® tankers must speak both English and the language spoken by the crew. The ability to communicate effectively with the crew in an emergency is considered to be an important risk reduction tool.

Vessel Age

The average age of Orimulsion® vessels will be 7.5 years old compared to the existing fleet average age of 16.5 years old used to provide No. 6 fuel oil for the CCGS. Reducing the age of vessels from trade in the Bay of Fundy and the Port of Saint John will potentially reduce the likelihood of a spill resulting from structural or hull failure.

Cargo Flammability

Although fire or explosion from tankships is not a leading cause of oil spill incidents, this type of incident does occur and often results in catastrophic releases of oil such as the 1993 Mega Borg spill in the US Gulf of Mexico. As indicated, Orimulsion® is a non-flammable and non-explosive cargo. Consequently, the potential for a release, as a result of a cargo fire or explosion in the case of an Orimulsion® tanker, is virtually non-existent.

Transfer Operations

Some 70% of tanker spills are associated with equipment failure. Most of these occur during transfer operations (loading and unloading). While these spills tend to be small, they can have an adverse impact on the marine environment.

Transport Canada has established regulations under the Canada Shipping Act that governs the handling of cargo during transfer operations. In addition to these regulations, Irving Oil has established procedures and practices to be used during the transfer of oil at Canaport that will be followed during the transfer of Orimulsion®.

In accordance with the Canada Shipping Act, ships delivering Orimulsion® will be required to have a contract with the Atlantic Emergency Response Team (ALERT), the Certified Response Organization for the area in

order to enter Canadian water. NB Power and Bitor will be working with ALERT to identify response strategies, Orimulsion® spill-specific equipment, and training as required under the legislation.

TERRESTRIAL, WETLAND AND FRESHWATER

A new pipeline for Orimulsion will be constructed from Canaport to join the existing Lorneville pipeline that currently delivers #6 fuel oil across the City of Saint John to the fuel storage tanks at Coleson Cove. Construction of this pipeline has the potential to affect terrestrial and wetland life, as well as groundwater, surface water quality and fisheries resources.

At Coleson Cove, groundwater and surface water quality adjacent to the Solid Waste Management Area (SWMA) site has the potential to be affected during construction, operation and decommissioning of the project. An accidental spill of materials from pipelines or from the SWMA could adversely affect fish habitat and resources. In addition, requirements for operating the proposed flue gas desulphurization system at the CCGS will place an increased demand on the city's Spruce Lake freshwater supply.

Existing Biophysical Environment

The general study area boundary extends east to west from the Mispec Point in East Saint John to Coleson Cove. It is bounded to the North by the Courtenay Bay Causeway and to the south by the coastline. The study area also extends approximately 10 km inland from the coast and along the coast from Coleson Cove to Canaport (approximately 23 km).

The corridor for the new pipeline construction extends between Canaport/Mispec Point to Bayside Drive. The SWMA site is approximately 32 ha in size. It is bordered closely on three sides by existing roads and pipeline right-of-ways (RoW). A proposed access road from Burchill's Road to the proposed sedimentation pond is located 60 m south of the SWMA boundary. The terrestrial habitat study area extends approximately 250 m south of the proposed road and west to include the land proposed for the pond. The boundaries for fish habitat assessment include Shannon Lake Brook from its origin, running northwest of the SWMA to its terminus in the Musquash estuary, as well as a tributary to Shannons Lake Brook.

Terrestrial Environment

The majority of the study area (west of Saint John Harbour) is covered by glacial till of varying thickness, texture and stoniness, occasionally covered by a thin veneer of marine silt and sand. The soil is generally unacceptable for agricultural use, and provides moderate to severe limitations to the growth of commercial forests. Some of the construction areas associated with the Project are located in heavily industrialized and disturbed areas with a high potential for encountering contaminated soils. There is approximately 14 km^2 of forestland within the study area. The majority has been cut historically and has been converted to predominantly softwood stands for the purpose of fibre production.

Species at Risk and Ecologically Significant Areas

Terrestrial environment components include floral and faunal communities and habitats, including species of special status and ecologically sensitive or significant areas.

No endangered land mammals were identified in the study area. Endangered bird species found include the Harlequin Duck, Peregrine Falcon and Bald Eagle. Harlequin Ducks are known to winter near Anthony's Cove, on the western edge of the study area, while one pair of falcons have been reported to nest near the northeast end of the Harbour Bridge over Saint John Harbour. There is also a possible nest site located on the southwest point of Taylors Island. As well, there is record of a pair of Bald Eagle nests on Musquash Island. Due to their specific habitat requirements, local populations of the Virginia Rail and Northern Mockingbird are considered sensitive to habitat disturbance. The Virginia Rail has been known to nest in freshwater wetlands within the project area, while the Northern Mockingbird has been reported to nest in forest and edge habitat. The Wood

Turtle and the Monarch Butterfly, both species of special concern, have been identified within the study area. Fish species at risk include the Shortnose Sturgeon, Atlantic Sturgeon, Striped Bass and Atlantic Salmon.

The Atlantic Salmon is of particular interest for recreational anglers. The study area is centred on the Saint John River. The report states that all of the salmon stocks that spawn and use this river for nursery habitat are in the North American assemblage. These stocks forage on the high seas off the Greenland and the Labrador Sea. Additionally, there are approximately 35 rivers that support the unique inner Bay of Fundy stocks east of the study area. It is thought that these fish forage and over-winter in the Bay of Fundy and Gulf of Mexico, rather than migrate to the high seas. Both the Saint John River stocks and those of the inner Bay of Fundy are well below their historic population levels. Returns to the upper Saint John River in 2001 totalled only 2,871 salmon and grilse, a 90% decline from the early 1980s. The vast majority of adult Saint John River salmon pass through the study area from June 1 to July 15. Kelt (spawned-out) salmon and newly recruiting juveniles (smolts) are thought to return to the ocean and pass through the study area from late May to early June.

Twelve environmentally significant areas (ESAs) considered to be ecologically fragile are located within the general study area. These areas include:

- Reversing Falls and Outcrop Islands. Feeding and nesting sites for gulls, terns and cormorants. It is also known for archaeological resources.
- Red Head Marsh/Hazen Creek. A Ducks Unlimited (DU) impoundment has made this one of the few freshwater coastal marshes in N.B. It is highly productive and very important for a variety of breeding birds.
- Courtenay Bay. A tidal bay and mudflat known for fall concentrations of shorebirds, especially for semipalmated plover and as a winter feeding area by gulls and ducks.
- Fern Ledges. The type locality for at least 40 species of fossils, particularly plant and invertebrate fossils that are maintained in the collection of the N.B. Museum.
- Duck Cove. Pale ontological resource locality for at least 6 species of plant and invertebrate fossils that are maintained in the collection of the N.B. Museum.
- Greenhouse Cave. A solution cave on Precambrian limestone that supports a small numbers of rare bats.
- Black Beach Headlands Park. Location of proposed nature park featuring a rare charcoal black beach and the steep cliffs of Musquash Head.
- Saints Rest Marsh and Beach. A 21 acre preserve owned by the Nature Trust of N. B. It supports 234 species of birds and at least 20,000 migrating shorebirds. It is also a popular N.B. bird watching site.
- Manawagonish Island Nature Preserve. A 20 ha breeding site for marine birds, owned by the Nature Trust of N.B.
- Saint John Cambrian-Precambrian Border. Geological sites of interest include Fort Howe, Rockwood Park Trailer and Camp Group, UNBSJ and Martello Tower Fundy Heights.
- Irving Nature Park (Taylors Island). Serves as an important resting and feeding site for more than 240 species of birds. Wooded areas serve as shelter for many unusual wildflowers and fungi. Offshore rock outcrops are used by harbour seals.
- Musquash Harbour and Island. Serves as an important migration habitat for a variety of birds.

Surface Water

Surface water flow is controlled by two dominant systems, the Saint John River Estuary and the Saint John Harbour. All surface runoff drains into these large water bodies. The average annual runoff in the area is in the order of 850 mm. High seasonal flows are generally experienced in April and May as a result of melting snow and groundwater discharge. The stream flow decreases throughout the summer due to high evaporation and depleting groundwater storage. The stream flow typically increases in the fall as a result of lower temperature and reduced evaporation.

Tidal range in the Saint John Harbour is about 7.5 m, while the range upstream of Reversing Falls never exceeds 0.7 m. At mean high tide, the water level in the harbour is 2 m higher than in the river. The small streams that drain the City of Saint John in the study area are included in the Lower Saint John River Basin. Surface water in this basin is characterized as moderately soft and low-to-moderate in total dissolved solids as the result of mineral contribution from the sandstone, shales and siltstones that are predominant in the basin. Colour and turbidity tend to be low, but fluctuate depending on the amount of runoff from this heavily populated area. The amounts of calcium and magnesium strongly influence the buffering capacity, pH, hardness and acidity of the water.

The City of Saint John relies on four main surface water sources to meet its municipal and industrial water demands. These water sources include Loch Lomond Lake, Little River, Spruce Lake and East Musquash River. Currently, the CCGS uses water that comes from the City of Saint John through the Spruce Lake water supply system. The water is delivered through a dedicated pipeline that runs to the industrial park, then to the site.

The proposed flue gas desulphurization (FGD) system will increase freshwater requirements since additional water will be required to make the limestone slurry. The FGD system will require additional water from the Stations' existing freshwater supply, as well as recycled water from the Wastewater Treatment Plant.

Groundwater

Groundwater quality in New Brunswick for domestic consumption is generally good with the exception of isolated aquifers that have naturally occurring and/or anthropogenic (human influenced) water quality problems. Locally, iron, manganese and hardness present aesthetic concerns. Two production wells are located within the study area; one located at 103 Ocean Drive and the other at 14 Seward Crescent. The Harbour View subdivision is serviced by a municipal well. The Delby subdivision and other rural housing use private wells. There are no springs known to occur within the study area. In advance of construction, a survey of private wells will be conducted in accordance with DELG requirements.

Wetland Environment

Two major wetlands are located in the study area; the Red Head Marsh/Hazen Creek Flats and the Saints Rest Marsh.

The Red Head Marsh/Hazen Creek Flats are located in East Saint John on the Saint John Harbour, encircled by the industrial developments of the Grandview and McAllister Industrial Parks. A Ducks Unlimited impoundment has made this one of the few freshwater coastal marshes in N.B. It is highly productive, and very important for a variety of breeding birds. Tidal flats offer some shorebird habitat from mid-July to October. Species of concern in this area include the Least Bittern, Marsh Wren, Virginia Rail and the Black-Crowned Night-Heron.

Saints Rest Marsh and Beach are located on the tidal mud flats in West Saint John, which extend from Manawagonish Cove to Lorneville Harbour. The Saints Rest Marsh (approximately 21 acres of salt marsh) is a nature preserve owned by the Nature Trust of New Brunswick. The Marsh and Beach area includes a sandy beach and mudflats, flanked by rocky beaches and points that are backed by the marshes along the Manawagonish River. Ranked as a Class 1 salt marsh, it is the last remnant of extensive tidal marshes

historically in Saint John. It supports 234 species of bird life, representing 65% of the provincial bird fauna. It is considered one of the best places in N.B. for Black Ducks, American Wigeon, Savannah Sparrow, Great Egret, Snowy Egret, Glossy Ibis and Tricolored Heron. It is also used by at least 20,000 shorebirds during autumn migration and saw a maximum of 111,500 birds in 1986.

Fisheries

A small recreational fishery for striped bass is conducted at Reversing Falls. There is also a popular winter fishery for smelt in Grand Bay and Kennebecasis Bay. In the marine environment, there are recreational fisheries for groundfish, primarily cod, mackerel and flatfish (flounder species) that occur within the study area.

Effects Assessment

Effects on Terrestrial Habitat

Both the proposed new pipeline and the Solid Waste Management Area (SWMA) involve construction activity that will require clearing land of standing timber. The total area to be cleared for the pipeline is 6 ha. The two storage tanks will be adjacent to the existing Canaport facilities in an area of fallow field. Temporary work areas for the SWMA will displace two hectares of forested land consisting of immature mixed forest (mainly birch and fir-spruce), two hectares of alder covered field (previous laydown area for original CCGS construction) and one hectare of fallow pasture. The report indicates that adjacent terrestrial habitats are previously disturbed, common and widely distributed. No particular areas of sensitive forest habitat, such as old spruce fir forest, were identified in the project area.

The impact of project activities on migratory birds was considered a primary concern. The likelihood of disturbance can be minimized by scheduling clearing activities outside of the critical nesting period.

Given the application of the mitigation described and with the appropriate monitoring, significant adverse impacts to the terrestrial environment are not likely.

Effects on Species at Risk

According to the report, no species at risk or critical limiting habitats have been observed in the locations of the two Orimulsion® storage tanks at Canaport or in the temporary work areas of Coleson Cove. No federally or provincially endangered or threatened species or other mammal, reptile or amphibian species of concern are expected to be encountered within the study area. With respect to the proposed pipeline alignment, several bird species at risk have been identified within the study area and may inhabit portions of the preferred right of way. However, the preferred right of way does not contain habitat that is limiting or critical for any of the bird species at risk. Wood turtles, designated as a species of special concern, may be encountered during construction activity for both the SWMA and the pipeline. The report states that wood turtles encountered during clearing or construction; are to be moved from the work area and placed within the forest adjacent to a watercourse.

Two rare plants were recorded within 5 km of the Solid Waste Management Area. The report states that the potential for most of these species to occur within the project area is low. However, a field survey would be conducted prior to clearing to determine the presence of any species at risk. Mitigative measures would be recommended and submitted to the appropriate agencies.

According to the report, no significant adverse environmental effects are likely.

Effects on Fish Habitat

The proposed alignment of the pipeline may have effects on Bean Brook, Beyea Brook and Little River. Construction of the SWMA may also affect Shannons Lake Brook and tributary. Additionally, Spruce Lake and Musquash Lake has the potential to be affected by the increased water demand required by the Project.

The primary concern during construction of the proposed pipeline and SWMA is the potential uncontrolled release of sediments into the watercourses during construction. Such uncontrolled releases may damage fish habitat and extreme releases may result in mortalities.

According to the report the likelihood of continuous impact of erosion and sedimentation on fish habitat could be significantly reduced by using the Horizontal Directional Drilling (HDD) method to cross all watercourses for the pipeline construction. In this technique the drilling equipment is set-up a minimum of 30 m from the watercourse and the drill bit is retrieved at a minimum of 30 m from the other side. Contact with the watercourse is virtually eliminated. If this technique cannot be used, the report states that an alternative method agreed upon by NBDELG will be employed.

Construction of the pipeline will also require hydrostatic testing to ensure pipeline integrity. The report indicates that resident stream fish populations could be at risk if water for these tests is obtained from small streams or disposed of in inappropriate locations. According to the report, the likelihood of this impact could be significantly reduced by utilizing water from existing municipal water supplies and returning it to either the municipal or industrial water treatment system.

The report states that the implementation of appropriate construction practices and education of the workforce would reduce potential adverse effects on fish habitat. It also recommends the design and implementation of a monitoring program to ensure sedimentation and erosion measures are functioning properly.

The report states that the integrity of the existing pipeline has been confirmed through an inspection and expert evaluation. No potential adverse effects on fish habitat or water quality have been identified during the operational phase of the pipeline. However, there will be a continuing increase in the volume of material stored in the proposed SWMA during the life of Project. Consequently, surface runoff and groundwater contamination are potential sources of concern.

The proposed SWMA will occupy about 2.8% (one cell) or 11% (all cells) of the total watershed area of Shannons Lake Brook. The potential surface runoff will be controlled through a progressive re-vegetation program to minimize potential contaminant release. The surface water study anticipates that the rate of runoff to the watercourses could be increased due to the increased slopes of the SWMA and soil cover with lower permeability. Based on the area affected as a proportion of the total area of the watershed, the report states that such increases are not anticipated to be significant.

The primary source of potential contamination of the receiving waters from the facility is through contamination of groundwater. For this analysis, leachate chemistry for the proposed new SWMA was obtained from NB Power records from the Dalhousie station. The groundwater study concluded that for the majority of the chemicals identified, the potential concentrations in the Brook will be well below "Guidelines for the Protection of Aquatic Life" as issued by the Canadian Council of the Ministers of the Environment.

The report states that the effect on water quality (water temperature, algal growth and turbidity) is expected to be negligible. The increased drawdown in the Spruce Lake and Musquash reservoirs resulting from the increased water usage of the CCGS is expected to have a negligible effect on shoreline ecology. Therefore the report states that additional drawdown will not influence spring spawning of fish species, such as bass.

The Report states that given the application of the mitigation described above, and with the appropriate monitoring, adverse impacts on fish and fish habitat are not likely.

Effects on Wetlands

The proposed new section of pipeline alignment will pass by four wetlands, with no potential effects anticipated. As indicated, the report has considered that any wetlands or watercourses encountered will be crossed using a HDD method and hydrostatic testing will use municipal water supplies and treatment facilities.

If alternatives are proposed, appropriate information will be collected and permits obtained prior to construction.

The SWMA is also located near four wetlands. Two wetland areas are remote from the disposal area and will not be directly affected. One area was created by drainage interference during the construction of the existing water supply pipeline, of which 0.01 ha is located within the SWMA site boundary. The report states that this potentially affected wetland does not offer significant wetland habitat. The remaining wetland, Shannons Lake Wetland, is a 2.9 ha deep marsh and compact shrub swamp formed by beaver activity. NB Power has stated that they will not affect this wetland.

Effects on Saints Rest Marsh

Saints Rest Marsh, through which the existing pipeline from the Irving Refinery to Coleson Cove travels, has been identified as a Provincially Significant Wetland based on the number and variety of habitat functions it provides. The report states that this marsh continues to provide these functions in spite of the many activities that have taken place in and adjacent to the marsh. Past disturbance includes the construction and operation of the following: a wastewater treatment facility, highways, natural gas pipeline, fuel oil pipeline and urban expansion.

Any accidental release of petroleum product could have serious consequences. The report states that pipeline integrity will be maintained through an enhanced monitoring program and preventative maintenance. The report notes that a recent expert review of the pipeline noted that Irving Oil Limited's (IOL's) remediation program for the existing Lorneville pipeline is in accordance with, and often exceeds the pipeline industry standards for in-service facilities. Repair work within 30 m of Saints Rest Marsh will require a watercourse alteration permit, which may require a site specific environmental protection plan. Recent pipeline testing and evaluation indicates that no repair action is required in the next five years, other than repairs to increase cathodic protection measures. However, this action does not involve any physical intrusion. The report notes that a decommissioning plan will be developed after consulting with Public Utilities Board and other regulatory authorities.

According to the report, potential effects due to construction will be localized and of short duration. No significant adverse residual effects are likely, with implementation of the identified mitigation measures.

The proposed Orimulsion® pipeline will be operated and maintained by the owner in accordance with approved industry standards and the operating permit from NBDRE. The integrity of the pipeline will be regularly monitored as will the integrity of the SWMA. These monitoring programs will assist in preventing accidental events. According to the report, no potential effects have been identified during the operational phase of the Project.

Given the application of the mitigation described and with the appropriate monitoring, the Report indicates that significant adverse impacts to wetlands are not likely.

Effects on Water Supply

The refurbishment will require an additional 4320 m3/day of freshwater, compared to the existing 3456 m3/day (for a total water requirement of 7776 m3/day for the refurbishment). The City of Saint John operates the Spruce Lake system that is augmented by water from the Musquash system as required. The proposed increase in water demand will require four days or 0.5 million m^3 in additional pumping from the Musquash system. The existing maximum drawdown from the primary source of water in the Musquash system is about 3.5 m. The increased volume of water required for the Project could result in an additional 0.07 m of drawdown. The report states that this would not have a measurable effect on fish habitat. The freshwater study concludes that the system is easily capable of meeting the additional demand and that total demand is less than historical maximum withdrawal.

Effects on Surface & Groundwater

The report states that the probability for impact on wells is low. Experience of municipal pipeline construction in the City of Saint John indicates that blasting through bedrock is not always required. Mitigation strategies employed for previous projects (e.g. Maritime and Northeast Pipeline Mainline Project and Saint John Lateral Pipeline Project – rural portion) have been successful in protecting wells during blasting and dewatering conditions. According to the report, IOL has assured NB Power that protection of water supplies, both private and municipal, will be factored into their planning for the new pipeline, as has been done successfully on other recent pipeline projects. No significant adverse environmental effects are likely.

HUMAN HEALTH & SAFETY

The report states that the Coleson Cove Refurbishment Project (CCRP) has the potential to interact with the surrounding community through the changed pattern of air emissions during operations. The stack emissions from the combustion of selected fuels or fuel mixtures from the CCGS will be dispersed into the airshed near the facility and may also be deposited on the land surface (soil, vegetation or water bodies). In addition, there are potential effects from noise and congestion associated with traffic during construction and operations. During this time, Project workers could be also subject to workplace hazards and risks that can affect their health and safety.

Community Health Concerns

Human Health Risk Assessment

For the purposes of this EIA, a quantitative Multipathway Human Health Risk Assessment of the CCGS was undertaken. This risk assessment estimated the potential risks to human health associated with the direct and indirect exposure to emissions under the discussed project options: the existing condition, the proposed conversion to Orimulsion® fuel and the use of natural gas.

According to the report, the health risk assessment evaluates risks solely on the assumption that the CCGS operates 24 hours a day, 365 days a year at maximum capacity (High Load Scenario). This is done intentionally to ensure that health risks are overestimated and the results are health protective. Actual operating conditions are much lower because of variability of system energy requirements and the need for periodic maintenance activities. The risk assessment process allows for an additional number of built-in safety factors and upper bound estimates.

Estimates of the potential carcinogenic risks (that is, the chance of developing cancer) and noncarcinogenic risks (that is, the likelihood that toxic health effects other than cancer may occur) were made and presented for several types of exposures from the facility. Estimates of annual average concentrations of SO_2, NO_x and respirable particulate matter were compared to the measured levels in Saint John and to governmental standards.

The risk assessment guidance requires that risks be evaluated for three groups of people (residents, fishers and farmers) who may or may not live in the study area. This is required so that all of the ways that facility emissions could affect human health are evaluated. The five groups of people or "receptors" identified as study subjects are summarized as follows:

- A resident living at the hypothetical residential area most affected by the facility;
- A resident living in the City of Saint John;
- A resident living at the hypothetical residential area most affected by the facility who fishes recreationally;

- A resident living in the City of Saint John who fishes recreationally; and
- A farmer living at the farm most affected by the facility.

For each of these receptors, both adults and children were evaluated separately. It was also assumed that each of the receptors could be exposed through various direct pathways (i.e. inhalation of air emissions from the facility) and indirect pathways (*i.e.* consumption of food products or water that has been exposed to facility emissions).

This risk assessment followed the four step method developed by the National Research Council of the US National Academy of Sciences and routinely used by Canadian regulatory agencies. The four steps included: Hazard Identification; Toxicity Assessment; Exposure Assessment and Risk Characterization.

Effects Assessment

Human Health Effects

In all cases, the report states that there is a high degree of certainty that no adverse human health effects will occur as a result of the Project. The report concludes that cancer and non-cancer risks estimated by the risk assessment for all three fueling scenarios are all so low that they are immeasurable and can be considered to be indistinguishable from each other. For example, the risk assessment indicates that 0.03 cancer cases in 100,000 would be expected under the existing conditions using #6 fuel oil. The result is reduced to 0.006 cases in 100,000 for the Refurbishment Project with the conversion to Orimulsion®; and reduced further to 0.0003 cases in 100,000 for the Natural Gas option. Thus, these effects would not result in even one additional case of cancer in Saint John over a 30 year period attributable to this Project. For non-cancer cases the hazard index for all project options is less than one. The health assessment found that if background exposures are five times higher than assumed facility exposures, the hazard index would still be less than one. The study notes that all operating scenarios were based on the High Load–worst case scenario.

Replacing #6 fuel oil with Orimulsion® would provide additional margin of safety of 166-times compared to 33-times with the existing case. Thus, any uncertainty inherent in the risk assessment would be further reduced. Although, reducing the estimated cancer risk to 0.0003 cases in 100,000 under the natural gas scenario may increase the margin of safety further, the report explains that attaining this additional reduction in risks does not equate to a proportionally increased benefit, because the result is already so far below the regulatory goal.

The report states that the CCGS is not a major contributor to ambient concentrations of SO_2, NO_x, PM_{10} or $PM_{2.5}$ in the City of Saint John, nor would it be if the CCRP were executed. According to the report, the CCGS is responsible for less than 0.15% of the PM_{10} and $PM_{2.5}$ currently present in the City of Saint John. Neither estimated concentrations resulting from the CCGS nor the existing ambient concentrations that result primarily from sources other than the Generating Station exceed standards to protect human health. Ambient concentrations were found to be two to seven times below government standards. If the Project did proceed, the contribution of the CCGS to the concentrations in Saint John would drop, so the ambient concentrations in Saint John would also drop assuming that no other sources were increased. According to the report, this estimated drop in the concentrations of criteria contaminants must be viewed as a health benefit.

Additionally, a qualitative risk characterization was undertaken of the health status of people residing in the study area and recent scientific research showing associations between air pollution and cardio respiratory diseases was reviewed and evaluated. Earlier studies indicated that lung cancer and smoking rates are elevated in Saint John, but asthma rates are not higher in the city. Almost all other cancer rates were also elevated, but none of these are known to be associated with air pollution. Rates of other respiratory diseases were found to be inconsistent. The report states that while it may be reasonable to assume that some asthma and cardiorespiratory symptoms and disease outcomes are caused by air pollution, these diseases are multi-causal. Indoor sources were viewed as more important causes of increased rates for asthma. Specifically, asthma

researchers believe that exposure to specific allergens, such as those associated with pollens, fungi, dust mites, insects and pet dander, and environmental tobacco smoke are the major causes of asthma.

In summary, the assessment found that studies performed in Saint John provide little support for an association between particulate air pollution and adverse health outcomes. The conclusions of the Saint John studies point to ozone, SO_2, fungal spores and smoking as potential causes of respiratory and cardiac disease. Other studies in Canada and the US however, have shown that air pollution is probably associated with adverse cardiorespiratory effects. These studies form the basis for the new Canada wide and U.S. $PM_{2.5}$ standards. The report notes that decreasing emissions of any or all of these air contaminants may result in health benefits.

Effects of Noise

New Brunswick has not established an official noise level threshold objective. However, various agencies have established guidelines with respect to traffic noise levels that suggest when mitigation measures should be considered. CMHC guidelines recommend 55 dBA at the outside of the building face without adequate building insulation. The A-weighted scale (dBA) is commonly used in sound measurement and approximates the response of the human ear to sound frequencies.

The report states that construction worker traffic and equipment traffic will generate noise along King William Road and may impact Noise Sensitive Areas (NSAs) in the immediate vicinity. This type of noise was considered to be short-term in nature. There will also be noise generated by regular traffic to and from Coleson Cove for the long-term operation of the facility. The human ear can barely perceive a 2 to 3 dBA change in noise levels. Modeling undertaken at various NSAs in the City predicts that noise levels will be within 2dBA of the measured ambient noise levels.

Because the current standards require new equipment (various pumps and motors) to emit no more than 85 dBA at 1 meter and 52 dBA at 50 meters, the report indicates that there will be less noise from CCGS operations than currently experienced. This standard (Occupational Health & Safety Act) and other noise attenuation measures, such as insulation baffles and buffering will assure that Project facility noise will be in line with ambient levels.

The nearest residences to the pipeline construction will be approximately 30 metres. The report states that IOL has advised NB Power that its construction activities will be conducted on a 5-day work week. However, a 6-day work week might be required at times. As indicated previously, the pipeline construction is anticipated to be of short duration and will be planned to minimize the effect of noise.

Worker Health & Safety

As previously stated, Project workers could be subject to workplace hazards and risks that can affect their health and safety. NB Power maintains that worker safety during construction and operation will be assured by compliance with the requirements of various governing standards including the New Brunswick Employment Standards Act, the New Brunswick Occupational Health and Safety Act and regulations and through a Health & Safety Program that will be developed prior to project construction. This program will outline the responsibilities of employer, contractors and employees on site. It will also include specific expectations with respect to safety leadership, joint health & safety committees, loss control meetings, safety training requirements, planned inspections and audits and incident analysis. Industrial hygiene, communication and other elements found in a comprehensive safety management system will be incorporated into the program.

Corporate Health and Safety will maintain an audit function to ensure compliance with the program for the duration of the project. Throughout the project, close liaison will be maintained with site safety personnel and Workers Health Safety and Compensation Commission (WHSCC). The present Coleson Cove Emergency Response Plan and Manual will be updated and modified to respond to any emergency situation involving the refurbished Coleson Cove station.

TRANSPORTATION

Existing Transportation Environment

Route 1 provides east-west access through the City and is the main access route to many of the City's commercial and industrial areas, including the downtown. Traffic associated with the Project will utilize the following sections of existing highway:

- Route 1 (four lanes, divided) between the Market Place interchange and the Route 7 interchange.
- Route 1 between Route 7 and King William Road (two lanes).
- Route 7 (four lanes, divided) between the Route 177 interchange and Route 1 interchange.
- King William Road between Route 1 and the Lorneville Road.
- King William Road between Lorneville Road and the CCGS.
- Market Place (two lanes) between Route 1 and the West Saint John Port Terminals.
- Red Head Road from Bayside Drive to Saint John City Limits (for pipeline construction).

Highway segments affected by the project are built to high geometric design standards and can accommodate gross vehicle masses of 62,500 kg with no spring weight restrictions put in place. The pavement quality on Routes 1 and 7 is good. Visual observations for King William Road and Market Place indicate fair to very good surface conditions. The existing levels of service for the road sections listed above range from good to excellent. Most accidents have occurred on the 2-lane highway segment from Route 1 near St. Stephen. Existing accident rates near the study area suggest no unusually high safety risk.

The Red Head Road from Bayside Drive to Saint John City Limits is designated as a truck route in the City Traffic By-Laws. It is also designated as a collector street to provide both traffic mobility and land access function.

Effects Assessment

Effects of Increased Traffic

During the construction phase, approximately 1679 passenger vehicles will arrive or leave the site each day, of which an estimated 50 would be trucks. The report states that the high demand posed by the construction workers heading into CCGS from Saint John during the morning peak will result in unacceptably long delays to make the left turn from the Route 1 off-ramp onto King William Road. According to the report, this could result in traffic backing up onto the westbound lanes of Route 1, thus creating a safety hazard. The report recommends that during construction, traffic signals be installed at the intersection of the Route 1 westbound ramp/King William Road intersection to handle peak traffic flow demand. Signalization will permit a separate left turn phase to accommodate the influx of construction workers all arriving to work during the same short period of time. There is no additional safety risks associated with construction in the study area. The report states that all highway segments should be capable of handling the traffic increase, including truck movements.

As indicated, the pipeline construction is anticipated to be of short duration, with the majority of the traffic activity concentrated along the pipeline corridor. The report states that subdivisions will be avoided during construction, as there is ample access from other points. Therefore, significant impact on the capacity, level of service or safety on the Red Head Road is unlikely.

Once operational, estimated traffic leaving from and arriving at the CCGS will average 261 vehicles daily, of which 144 would be trucks. The road proposed for the transport of material between the CCGS and the West Saint John Port runs through the Industrial Park to Highway #1, avoiding the residential areas. The report states that once the refurbishment work is completed, no other significant levels of service, safety or infrastructure impacts are expected to occur from the enhanced operations at CCGS.

ECONOMY & CULTURE

The economic stimulus and employment generated by the Project will benefit local area residents, provincial unions, the construction industry, the business community, and the Province of New Brunswick. The Project will also generate economic activity through the non-labour expenditures on equipment, materials and services during construction. As well, project construction could result in the loss or alteration of historic resources.

Existing Socio-Economic Environment

The Saint John Census Metropolitan Area (CMA) is New Brunswick's largest urban center. It acts as a regional commercial center for retail and wholesale activities servicing a marketing area of about a 50-mile radius in which approximately 140,000 people live. It contributes about 33% to the province's total GDP. The recent completion of the oil refinery project has meant extensive local trade union layoffs, which according to Statistics Canada; contributed to an unemployment rate of Saint John of 8.7% in August, 2001, up from 7.7% in August, 2000. Province-wide, unemployed construction workers increased to an average 8000 through August, 2001 with a high of 9700 in March, 2001.

All physical elements of the Project occur within the administrative limits of the City of Saint John.

Existing Archaeological & Heritage Environment

The archaeological/heritage environment (Project Footprint) consists of the RoW for the pipeline, the CCGS, the proposed landfill site, the proposed tank farm at Canaport, two booster stations, temporary work areas and gypsum storage at the CCGS site and immediately adjacent cultural landscapes. Municipal, provincial and federally designated heritage resources were the focus of this assessment. The EIA also considered prediction of archaeological resources through the identification of areas with elevated potential to contain such resources.

Effects Assessment

Job Creation & Economic Benefits

The Project is expected to generate direct employment, spin-off employment, and purchases on equipment, materials and services within NB. The report states that total direct employment created during the construction phase is estimated to be 2,150 person-years over the three-year period. This will spin-off another 3,440 indirect and induced person years of employment. The total direct labour income paid to all of those working on the Project has been estimated at $230 million, with a spin-off of another $92 million of labour income expected. It is expected that the majority of the work force associated with the Project will be sourced within the Saint John area with the remaining work force sourced within New Brunswick and Canada.

Present operations of the CCGS require 99 employees. The net employment created by the Project includes the addition of four employees during the first 12 years, as well as the entire 103 staff complement over the remaining 13 years of operation. There will also be a slight increase in the requirements during annual maintenance activities. In total, CCGS will create 1,387 person-years of net direct employment and an additional 270 person years of indirect employment, over its 25-year life. Net direct operations employment over the life of the CCGS is estimated to be $93 million, which is expected to spin-off another $37 million of indirect income within the Province. In addition, trucking of limestone, gypsum and ash will add 398 person-years in direct employment and 143 person-years in indirect employment. The report states that the region should be capable of accommodating the labour and housing needs of the Project, given the current labour

availability since the completion of the oil refinery upgrade, the highway from Fredericton to Moncton and the natural gas pipeline.

Total direct and indirect expenditure impacts on the Provincial economy are expected to amount to $264 million.

Economic Effects of Possible Fuel Spills

The estimated value of both traditional and aquaculture activities in the Bay of Fundy is approximately $450 million annually. This industry provides over 2,000 direct jobs and 1,600 indirect jobs in the Atlantic region. More than 90 per cent of these jobs are in rural and coastal communities. Aquaculture now represents 23% of the total value of all fish supplied at the harvesting level in the Scotia-Fundy fisheries area. In NB, almost all the value of aquaculture production is derived from Atlantic Salmon in the Bay of Fundy. In 1999, estimated sales of farmed salmon were $150 million. Oysters and mussels comprise the remaining production.

As indicated, the report states that both the consequence and probability of a spill of Orimulsion® is much lower than that of #6 fuel oil. Therefore, the economic risk of fuel spills to aquaculture and traditional fisheries resources in the Bay of Fundy from Orimulsion® fuels are less than the existing risks from of #6 Fuel Oil. As stated previously, a number of preventive measures and risk management tools will be employed to reduce the risk of transporting Orimulsion® to the Saint John Port.

Effects on Land Use & Zoning Controls

The only new Project element is the pipeline from Canaport to Bayside Drive. In general, the preferred conceptual route for this pipeline follows the existing rights of ways and industrial infrastructure and thus will be consistent with existing land use and zoning restriction.

Effects on Archaeological & Heritage Resources

Although there will be construction activities associated with the new pipeline and ancillary facilities, there are no known resources identified within the Project footprint. In fact, the report states that known resources were avoided during the routing process. Pre-construction archaeological fieldwork however, may identify areas that require additional investigation or mitigation. Over an estimated 6000 heritage structures occur within the study area. Based on the Project Design, no impacts are predicted on any of the heritage structures; thus, there should be no Project related environmental effects of these resources.

There is potential that unknown archaeological/heritage resources may be identified during the construction, operation, maintenance and decommissioning project phases, particularly in areas of elevated potential for archaeological resources. Areas with elevated potential for heritage resources cross the Project Footprint at the following locations:

- Red Head Mountain (Approx. 1 km). This area is located on the slope and summit of Red Head Mountain, the highest point in the area.
- Canaport (Approx. 2 km). This area encompasses the coastline of the Mispec Bay-Mispec Point-Anthony's Cove area. The preferred route for the proposed pipeline begins here.
- Red Head Marsh Wetland (Approx. 2 km). The RoW borders the eastern edge of Red Head Marsh.
- Bayside Drive to Simms Corner (Approx. 11 km). The Project Footprint from Bayside Drive to Simms Corner was identified based on the presence of known resources within the general area and the potential for additional resources associated with pre-contact and historic settlement in the City of Saint John.

- Saints Rest Marsh/Lorneville Harbour (Approx. 3 km). The Project Footprint borders the northern boundary of the Saint Rest Marsh.

- Coleson Cove (Approx. 1 km). This area extends from the coastline at the CCGS to approximately 1 km inland. It was identified as exhibiting elevated potential for the recovery of archaeological resources due to its proximity to coastline resources.

The report recommends archaeological monitoring of construction related activities, if the pre-construction survey (field assessment) identifies resources in the areas of elevated potential. It also recommends that NB Power develop a protocol in consultation with regulatory agencies, in the event of an archaeological or heritage resource discovery. The protocol would dictate the course of action required in order to mitigate potential resource impact.

According to the report there is very little potential for any archaeological resources to be impacted by the expansion of the SWMA. However the three alternative pipeline route options have areas with a high potential for historical/archaeological resources.

EFFECTS OF CLIMATE CHANGE ON CCGS

The CCGS is subject to the environment in which it is located. Over the 25-year lifetime of the Project, it is possible that global climate change will have an effect on weather patterns in the study area. There is general scientific agreement that weather variability due to climate change has increased, and that more extreme weather events can be anticipated. Storm severity may increase, precipitation extremes may occur, and the hydrological balance may be affected. Thus, the CCGS may be affected by wind, snow, ice, salt spray and marine influences. These and other environmental effects have the potential to cause power outages, operational upsets and/or structural damage. Short interruptions in sea borne fuel delivery may also occur.

Predicted Environment

According to the Canadian Centre for Climate Modeling and Analysis, Atmospheric Environment Service, Environment Canada, the background climate change predictions in the Bay of Fundy include:

- Increase in Annual Mean Temperature by 1 to 2 °C, with seasonal and regional differences.

- Increase in Annual Mean Precipitation to about 5 mm per day. The major threat from precipitation changes will be flooding and freezing rain, such as the ice storm that affected Quebec and parts of Ontario and the Maritimes in January 1998.

- Increase in Mean Sea Level in the range of 9 to 88 cm by 2100, with a good confidence of an average increase of 50 cm. This will exacerbate the frequency and severity of storm surge. Evidence of 9 m waves has been recorded along the N.B. coast in 2000 and 2001. The Sensitivity of Sea Level Rise for the N.B. coast of the Bay of Fundy has been rated Moderate to High by Natural Resources Canada.

Effects Assessment

The report states that changes in the climate could affect the CCGS operations, closure and contingency phases through water level changes in the marine environment. Increases in sea level and the frequency of storm events have the potential to affect delivery of fuel. However, given the storage that is available at Canaport and at the Station, the report states that this is considered a short term, and therefore insignificant potential effect.

The report states that average annual precipitation in the Spruce Lake and Musquash Lake watersheds (Saint John water supply) will not decrease and may even increase. Consequently, the ability of the reservoirs to reach their maximum storage capacities by the start of the summer months will either remain unchanged or could

increase. In terms of the effects of summer evaporation rates on reservoir levels, the predicted increase of 20% is not considered sufficient to eliminate that is typically available in the Loch Alva reservoir (part of the Musquash system) at the end of the summer season.

If precipitation does increase significantly, and leads to increased runoff that requires treatment at the wastewater treatment plant, then additional capacity can be incorporated at that time. At this point, the effect is considered manageable.

The report states that the majority of existing structures have been constructed of reinforced concrete and designed to required industry standards, which incorporate large factors of safety for events such as high winds. Furthermore, the CCGS has already withstood the most significant New Brunswick coastal storm in recent history – the "Ground Hog Day Gale" in 1976.

CONCLUSION

The EIA report concludes that there are no significant adverse environmental effects resulting from the Project following the application of identified mitigation. It is predicted that there will be positive effects on air quality, as well as the local and provincial economies. In addition, there will be reduced risk for human health, and the Bay of Fundy marine environment in the study area.

The cumulative effect of the Project was considered for each VEC. Based on the residual effects predictions made in the effect assessments of each VEC, there are no cases where it is necessary to consider the cumulative effects of the Project in combination with other project activities.

The report states that the refurbishment project will enable NB Power to improve environmental performance and stabilize electricity rates while continuing to generate electricity from Coleson Cove Generating Station through to 2030.

The complete EIA report is approximately 300 pages long and contains extensive detailed information, maps and tables. There are also nine supplementary reports that provide more detail on specific components of the EIA. For those interested in studying the full EIA report, it is available at the locations indicated below:

- Department of Environment and Local Government, 20 McGloin Street, Fredericton, NB
- Department of Environment and Local Government, 8 Castle Street, Saint John, NB
- City of Saint John, 15 Market Square, City Hall, Saint John, NB
- Saint John Regional Public Library, 1 Market Square, Saint John, NB
- Bibliotèque Le Cormoran (Centre Samuel de Champlain), 67 chemin Ragged Point, Saint Jean, NB
- Saint John Public Library - East Branch, 545 Westmorland Road, Saint John
- Saint John Public Library – West Branch, 621 Fairville Blvd, Saint John
- Service New Brunswick Centre, 15 King Square North, Saint John, NB
- Lorneville Convenience Takeout & Ultramar, 600 Lorneville Rd, Saint John, NB

Following the release of EIA documentation for review, the public is invited to comment on the report and the public meetings are scheduled as follows:

- **7:00 pm July 25, 2002 at the Coastal Inn, 10 Portland Street (at Main Street), Saint John, NB**

- **7:00 pm July 30, 2002 at the Lorneville Community Centre, 1141 Lorneville Rd, Saint John, NB**

Subsequent to the public meeting(s), a period of 15 days is provided for the public to submit further written comments to the Minister of NBDELG. At the end of this period, a summary of public input will be prepared by NBDELG, presented to the Minister, and made available to the public. At any time after this date, the provincial Cabinet may make a decision to issue or deny an approval for the Project.

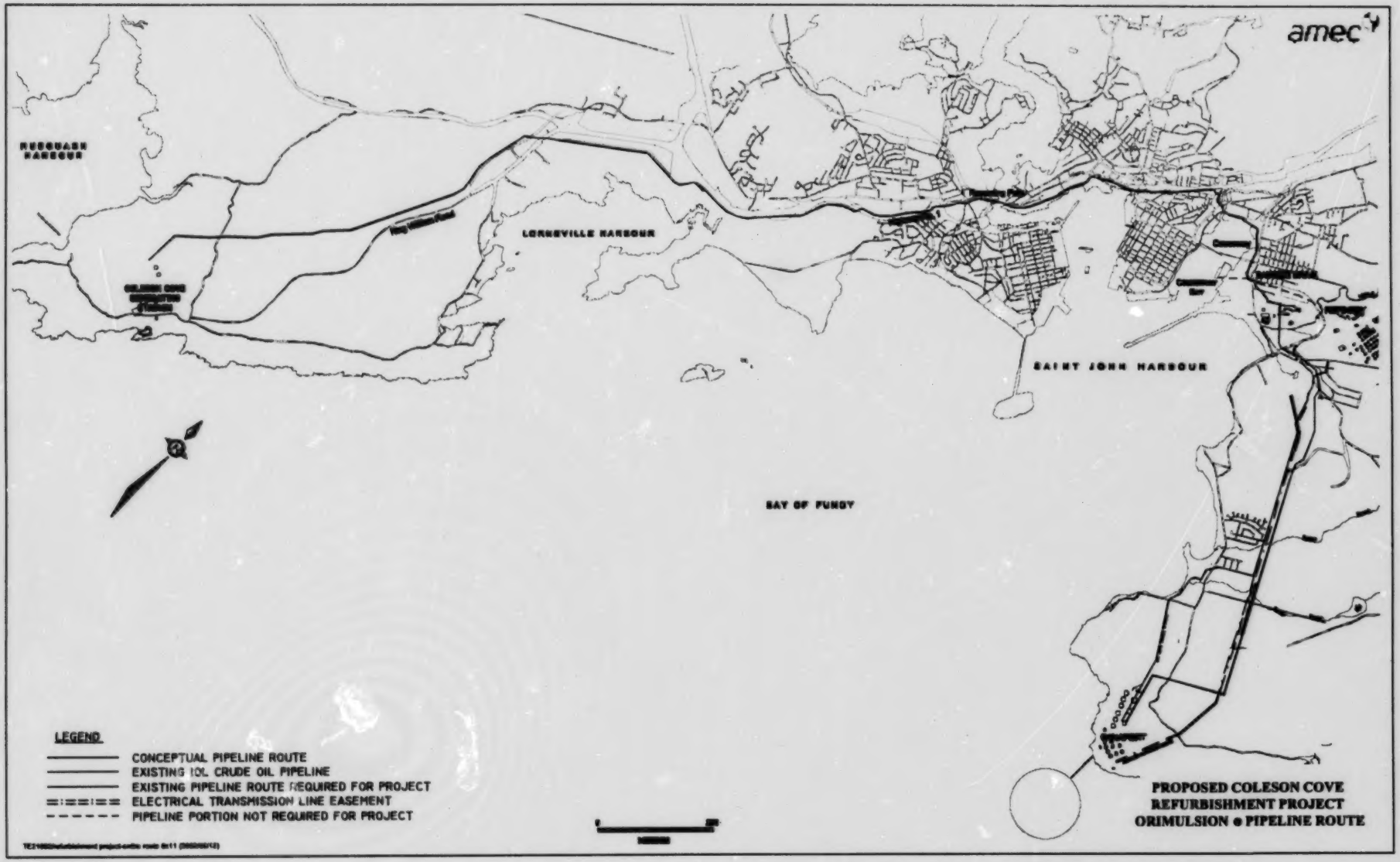
GLOSSARY

Approval to Operate	an approval that is issued, amended or renewed by the New Brunswick Department of Environment and Local Government under a specific regulation.
Aromic hydrocarbons	a chemical compound consisting entirely of carbon and hydrogen in a specific ring structure.
BTEX	abbreviation for the total of benzene, toluene, ethyl benzene and xylene contained in fuel; and, of interest because of their acute and chronic toxicity when released into an aquatic environment.
Benzene	(C_6H_6) a colorless, flammable liquid.
Bitumen	any of various flammable mixtures of hydrocarbons and other substances, occurring naturally or obtained by distillation from coal or petroleum.
Cadmium	a chemical element, symbol Cd, a thin-white, malleable, ductile metal capable of high polish; principal use is in the plating of iron and steel, and to much less extent of copper, brass, and other alloys to protect them from corrosion.
Carbon monoxide (CO)	CO is a colourless, odourless and tasteless gas. It is formed from the incomplete combustion of carbon containing materials such as coal, oil, gasoline, wood or natural gas. Motor vehicles, forest fires, industrial activity and home heating systems also contribute significantly. CO primarily affects the body's cardiovascular and nervous systems. It interferes with the blood's ability to carry oxygen to vital organs and tissues. As a result, CO can affect any living thing that needs oxygen to survive.
Cathodic protection	a method of preventing corrosion to a metal surface by causing the surface to act as the cathode of an electrochemical cell.
Condensate	water created by cooling steam or water vapor.
Condensate polishing	the use of a cation resin or mixed bed unit to remove impurities from condensate.
DSM	any attempt by the electric utility to change or influence the demand placed on the utility generating system by the customer. It traditionally encompasses a broad range of techniques from rate design and direct control of customer equipment to education and financial assistance to help customers conserve energy.
Dry electrostatic precipitators	an electrical mechanism (or method) used to separate suspended particles from a gas stream.
Flue gas desulphurization (FGD)	a FGD system is a worldwide proven technology to manage sulphur emissions contained in the flue gas leaving the boiler. During the combustion process, the sulphur in the Orimulsion® combines with the oxygen in the combustion air to form sulphur compounds (SO_2). Flue gas containing SO_2 enters the bottom of the tower. As the gas rises, sprayed slurry of water and limestone chemically reacts with the SO_2 in the gas to remove the SO_2. The calcium sulphite (gypsum) produced by the scrubbing action of the slurry collects on the bottom of the absorber tower. The desulphurized flue gas leaves the FGD system and enters the next pollution device, the wet electrostatic precipitator. The gypsum is removed, dried and sold to the wallboard industry.
Fly ash	by-product of thermal electric generating plants resulting from the combustion of coal, oil or Orimulsion® that is transported from the firebox through the boiler by flue gases.
Greenhouse gases	are mostly those gases, such as water vapor, carbon dioxide, nitrous oxide, ozone, halocarbons and methane that occur naturally in the atmosphere in relatively small amounts. Their heat trapping ability helps the Earth's surface to remain at a temperature that is suitable for life. A problem occurs when natural concentrations

	of greenhouse gases are increased by the burning of fossil fuels and the clearing of forests, which intensifies the greenhouse effect. Known as global warming, it has the potential for serious effects on the environment.
Ground level ozone (O_3)	O_3 is a reactive, unstable form of oxygen. Generally referred to as smog, it is found at relatively high concentrations during hot, hazy summer weather. Unlike most other air pollutants, ozone is not directly emitted but is formed as a result of a chemical reaction. It forms when VOCs and NO_x in the atmosphere react in the presence of strong sunlight. The main contributors to O_3 include vehicle exhaust from cars and trucks, and industrial emissions of NO_x and hydrocarbons. However, most of it is carried here by air masses originating in heavily populated regions in the northeastern United States and central Canada. Ground level ozone can irritate the lungs and make breathing difficult. It can also cause damage to tomato and potato crops, forests and other vegetation, weaken rubber tires and attack metals and painted surfaces.
Hazard index	the ratio of the average daily dose estimated by the health risk assessment to the Tolerable Daily intake derived by governmental health authorities from toxicology studies by the application of safety factors typically from 100-1,000 from No Observed Adverse Effect Levels.
High margin export	In context, export power with the high difference between selling price and cost (operating profit).
Hydrogen sulphide (H^2S)	H_2S is a colourless gas that is heavier than air and has a characteristic smell of rotten eggs. Common sources of H_2S include pulp and paper mills, oil refineries, steel processing plants, natural gas plants and sewage treatment plants. It's very corrosive to certain metals and dissolves in water to form an acid. At high concentrations it can be irritating to the eyes and mucous membranes, aggravate respiratory conditions and cause nausea, fatigue and headaches.
Inhalable particulate (PM_{10})	PM_{10} describes particles that are 10 microns or less in diameter. The particles are termed "inhalable" because the particles are small enough to be inhaled via the mouth and some may enter the lungs. Particles of this size may irritate or otherwise have an adverse effect on the delicate membranes and air sacs which absorb oxygen. Such particles are commonly generated from building materials, combustion devices, human activities, and outdoor sources, including atmospheric dust and combustion emissions from mobile and stationary sources.
Intertidal	the shore zone between the mean low water and the mean high water mark. The substrate is exposed and flooded by tides.
Lbs/MMBtu	pounds per million British Thermal Units.
Leachate	water that collects contaminants.
Levels of Service (LOS)	is the measure of traffic operating conditions during peak traffic periods. It is based on the volume of traffic and the capacities, geometrics and control elements of urban street intersections or rural highways.
Load Forecast	forecast of electricity requirements of the in-province customers of New Brunswick Power for a given future period.
Low margin exports	In context, export power with the low difference between selling price and cost of production (operating profit).
Mercury	is a substance that has is present in New Brunswick's bedrock and soil. Because it occurs naturally in the environment, everyone is exposed to very low levels. Natural concentrations are increased, however, when mercury-containing emissions are released to the air by activities, such as the burning of fossil fuels, mining and smelting and waste incineration, and then fall to earth. Mercury accumulates over time in living things and can become a hazard to humans and wildlife.
Methane	(CH_4) a flammable, colorless, odorless, tasteless gas that is formed by decaying organic matter.

MWh	megawatt per hour. The hourly unit of measure for electric power (1 MW = 1 000 000 W)
Natural gas	a mixture consisting predominantly of hydrocarbon gases, the more common of which are methane, ethane, propane, butanes, pentanes, hexanes and heptanes. Natural gas carried in transmission/distribution pipelines consists mainly of methane.
Natural bitumen	a portion of petroleum that exists in the semi-solid or solid phase in natural deposits. In its natural state it usually contains sulphur, metals and other non-hydrocarbons. Natural bitumen has a viscosity greater than 10,000 mPa.s measured at original temperature in the deposit and atmospheric pressure on a gas free basis.
Nitrogen Oxides (NO_x)	NO_x area a group of gases produced when nitrogen and oxygen combine, typically when fuels are burned at high temperatures. Nitrogen oxides – which include nitrogen dioxide (NO_2), nitric oxide (NO), nitrous oxide (N_2O) and other nitrogen-oxygen compounds-are collectively referred to as NO_x. A major source of NO_x is the combustion of fossil fuels by motor vehicles and power generating stations. Other sources include kraft and paper mills, wood burning, waste incineration, oil refining and gas production, and combustion process. It can irritate the lungs and lower resistance to respiratory infections, damage vegetation and food crops, corrode metals, degrade rubber and fade fabrics. NO_x is also a major factor in the formation of acid rain and smog.
Nickel	a metallic element having the symbol Ni, an atomic weight of 58.70, a melting point of 1455 °C and a boiling point of 2900 °C.
Opacity	a measure of the degree to which emissions reduce the transmission of light and obscure the view of an object in the background.
Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs)	are formed by the incomplete combustion of organic materials.
Pale ontological	the study of life from fossil remains.
Particulate matter (PM)	is airborne, invisible specks of solid or liquid matter including dust, ash, soot, smoke, or tiny particles of pollutants. Particulate matter can be a significant form of air pollution. It is created by combustion processes such as woodstoves, burning coal or refuse and by forest fires. Industrial fuel use, construction activity, motor vehicles, road dust and agricultural operations also contribute. Natural sources include windblown pollen, dust, fine sand, ocean salt spray and volcanoes.
Pre-Contact	prior to arrival of European groups, generally accepted as after 1604 in New Brunswick. Archaeological resources that predate European contact are particularly important for aboriginal peoples because information that can be retrieved from sites and artifacts represents the physical archives of their past.
Reburn combustion system	This system is recognized as the best available control strategy for the control of NO_x emissions produced at the burners in the boiler. A reburn combustion system controls the combustion temperature and involves three main zones: The first combustion zone (the main burners) consists of low NO_x burners where 80% to 85% of the Orimulsion® fuel is burned. The second zone (the reburn burners), is where the remaining 20% to 25% of the Orimulsion® fuel is introduced to form a fuel rich burning zone. In this zone, NO_x is converted to elemental nitrogen, thus the control of NO_x emissions. The third zone (overfire air injection), is where air alone is injected to allow combustion of any of the remaining unburned fuel. Generation of NO_x is thus minimized at source, in the combustion zone.
Redispatch	In context, to replace lower cost higher CO_2 energy with higher cost lower CO_2 energy.
Resins	a chemical adsorbent material.
Respirable particulates ($PM_{2.5}$)	$PM_{2.5}$ describes particles that are 2.5 microns or less in diameter, which bypass filtration in the nose and may be deposited in the lungs. Chemically, $PM_{2.5}$ is usually much higher in sulphates, nitrates, carbon and heavy metals than PM_{10}. It is

	thought to be of special significance in terms of health impacts, as they have a higher chance of entering and remaining in the lungs if inhaled, compared to PM_{10} or larger particles. Such particles are most commonly generated from building materials, combustion devices, human activities, and outdoor sources, including atmospheric dust and combustion emissions from mobile and stationary sources.
Sedimentation	deposition of soil particles or other solids into a watercourse.
Shale	a laminated sedimentary rock composed predominantly of clay-sized particles.
Sulphur dioxide (SO_2)	SO_2 is a colourless gas with a sharp odour, like that of a struck match. It is most often emitted as a result of burning sulphur-containing fuels such as oil and coal. Major sources are fossil fuel powered generating stations, oil refineries, pulp mills, smelters and industrial heating systems. High concentrations can damage trees and agricultural crops and corrode metals. People with respiratory conditions or chronic lung and heart diseases are the most sensitive to SO_2. It also combines with water vapour in the clouds to form acid rain.
Sump	a containment that receives and temporarily stores drainage at the lower point of a circulating or drainage system.
Surfactant	a substance capable of reducing the surface tension of a liquid in which it is dissolved.
Toluene	$C_6H_5CH_3$ a colorless, liquid aromatic hydrocarbon.
Total suspended particulates (TSPs)	TSPs refers to those particles in the air such as smoke, soot and dust that remain suspended in the air and do not settle out readily. TSPs are a broad class of chemically and physically diverse substances that can either be in a solid or liquid state, or in combination. It includes natural particles, such as pollen and spores, as well as particles from vehicles or smokestacks. Particles of all sizes are included. TSPs greater than 10 μm in size create problems such as visibility reduction, soiling, material damage and vegetation damage.
Turbidity	condition of water when it becomes cloudy due to sediment in suspension.
ug/m^3	micro grams per cubic meter. Unit of measure for the concentration of a liquid or gas.
Vanadium	a naturally occurring metallic element.
Volatile organic compounds (VOCs)	VOCs all contain the element carbon and produce vapours readily at room temperature and normal atmospheric pressure. VOCs are emitted from fuels, solvents, paints, glues, etc. They are also emitted by a wide range of industrial sources, as well as by motor vehicles. A large number of VOCs can also be emitted by industrial processes such as petrochemical or plastics industries. They can contribute to the formation of ground level ozone and smog. Some VOCs, such as benzene are also toxic.
Wet electrostatic precipitator (WESP)	WESP is used to capture SO3, a major component of the fine particulate emissions. Wet saturated desulphurized flue gas leaving the Flue gas desulphurization (FGD) system enters the WESP. A high voltage electric field is produced to impose an electrical charge to the SO3 particles. The particles are then removed from the gas stream by oppositely charged collection plates. The process affects only the particles being removed and does not constrict the gas stream. The collector plates are washed with water and the collected SO3 particles are washed back and collected in the FGD system. The flue gas passes through mist eliminators to remove any entrained moisture droplets before exiting out the stack. The clean flue gas then exits the stack. The primary concern with SO3 emissions is the contribution to the visible plume leaving the stack.
Xylene	$C_6H_4(CH_3)_2$ a colorless, liquid aromatic hydrocarbon.


amec
LORNEVILLE HARBOUR
SAINT JOHN HARBOUR
BAY OF FUNDY
LEGEND
CONCEPTUAL PIPELINE ROUTE
EXISTING IOL CRUDE OIL PIPELINE
EXISTING PIPELINE ROUTE REQUIRED FOR PROJECT
ELECTRICAL TRANSMISSION LINE EASEMENT
PIPELINE PORTION NOT REQUIRED FOR PROJECT
PROPOSED COLESON COVE
REFURBISHMENT PROJECT
ORIMULSION ® PIPELINE ROUTE

RÉSUMÉ DU RAPPORT D'ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

PROJET DE REMISE À NEUF
DE LA CENTRALE DE COLESON COVE
D'ÉNERGIE NB

JUIN 2002

Résumé préparé par le :
Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux

New Nouveau Brunswick

Environnement et Gouvernement locaux

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 4

CONTEXTE 5

JUSTIFICATION DU PROJET 5
SOLUTIONS DE RECHANGE AU PROJET 5
DESCRIPTION DU PROJET 8

APPROCHE RELATIVE À L'ÉVALUATION DES EFFETS

ÉLÉMENTS ENVIRONNEMENTAUX IMPORTANTS (EEI) 15
ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX 15
DÉTERMINATION DE L'IMPORTANCE 16
DÉVELOPPEMENT DURABLE ET BIODIVERSITÉ 16

ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

QUALITÉ DE L'AIR 17
Environnement atmosphérique actuel 17
Climatologie 17
Qualité de l'air 17
Qualité de l'air ambiant 17
Évaluation des effets 18
Émissions de l'installation 18
Dispersion du panache 18
Effets des émissions des véhicules 19
Effets des émissions des navires 19
Gaz à effet de serre 19
Surveillance et atténuation 21

ÉCOSYSTÈME MARIN 21
Environnement marin actuel 21
Environnement marin 22
Espèces marines 22
Espèces en péril 22
Pêches commerciales 22
Trafic maritime actuel 22
Évaluation des effets 23
Évaluation comparative des risques écologiques 23
Effets d'un déversement de combustible éventuel 24
Effets sur le trafic maritime 25
Gestion des risques et mesures de prévention 25
Critères de sélection des navires 26
Double coque 26
Sélection de l'équipage et de l'exploitant 26
Âge du navire 26
Inflammabilité du cargo 26
Opérations de transfert 27

MILIEU TERRESTRE, TERRES HUMIDES ET EAU DOUCE 27
Milieu biophysique actuel 27
Milieu terrestre 28
Espèces à risque et zones écologiquement importantes 28
Eau de surface 29
Eau souterraine 30
Milieux humides 30
Pêches 31
Évaluation des effets 31
Effets sur l'habitat terrestre 31
Effets sur les espèces en péril 31
Effets sur l'habitat du poisson 32
Effets sur les milieux humides 33
Effets sur le marais Saints Rest 33
Effets sur l'approvisionnement en eau 34
Effets sur l'eau de surface et l'eau souterraine 34

SANTÉ ET SÉCURITÉ HUMAINES 34
Préoccupations concernant la santé de la communauté 35
Évaluation des risques pour la santé humaine 35
Évaluation des effets 35
Effets sur la santé humaine 35
Effets du bruit 37
Santé et sécurité des travailleurs 37

TRANSPORT 38
Transport actuel 38
Évaluation des effets 38
Effets du trafic accru 38

ÉCONOMIE ET CULTURE 39
Milieu socio-économique actuel 39
Ressources archéologiques et patrimoniales 39
Évaluation des effets 39
Création d'emplois et retombées économiques 39
Effets économiques des déversements de combustible éventuels 40
Effets sur l'utilisation des terres et zonage 40
Effets sur les ressources archéologiques et patrimoniales 40

EFFET DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES SUR LA CENTRALE DE COLESON COVE 41
Conditions prévisibles 41
Évaluation des effets 42

CONCLUSION 43

GLOSSAIRE 44

FIGURE – TRACÉ DU PIPELINE 48

INTRODUCTION

Énergie NB a l'intention de remettre à neuf la Centrale de Coleson Cove (CCC) pour répondre aux nouvelles normes environnementales relatives à l'anhydride sulfureux, aux oxydes d'azote et aux particules. En plus d'améliorer le rendement environnemental, le Projet de remise à neuf de Coleson Cove (le Projet) devrait contribuer à stabiliser les tarifs d'électricité, assurer une source d'énergie fiable à la province et prolonger la durée des opérations de 13 ans jusqu'à 2030. Le Projet comporte principalement l'installation d'un important matériel antipollution et la conversion du mazout n° 6 à l'Orimulsion®.

Énergie NB a préparé un rapport intitulé *Rapport d'étude d'impact sur l'environnement (EIE) – Projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove.* Le principal objectif de l'étude d'impact sur l'environnement était d'évaluer les effets que le Projet pourrait avoir. Le rapport de l'EIE présente des descriptions détaillées de la Centrale de Coleson Cove actuelle, du combustible Orimulsion®, du Projet, des taux et des réductions des émissions, des solutions de rechange au Projet, y compris autres modes de livraison des combustibles et autres types de combustibles, milieu environnemental et zone géographique précise délimitée pour une étude approfondie. Il décrit en détail le procédé de l'EIE et la méthode utilisée pour évaluer les effets futurs relativement à la construction, à l'exploitation et à la désaffectation du Projet. Le rapport fournit également des prévisions de tout changement que le projet pourrait apporter aux éléments physiques, biologiques, atmosphériques et socio-culturels de l'environnement. Il indique aussi les mesures d'atténuation et les programmes de surveillance qui pourraient être appliqués pour minimiser ou prévenir les effets.

Le rapport précise qu'Énergie NB a l'intention de continuer de communiquer activement avec le public et les intervenants au fur et à mesure du déroulement du processus de l'EIE. Depuis mai 2001, Énergie NB a tenu de vastes consultations auprès du public et des intervenants relativement à la conception ou aux préoccupations concernant le Projet. Une ligne d'information sans frais et un site web ont été établis, ainsi qu'un questionnaire que les participants devaient remplir à la fin des séances d'information publique. Ces questionnaires avaient pour but d'obtenir d'autres réactions. Jusqu'à présent, environ 25 rencontres ont eu lieu. Plus de 500 participants y ont participé. Le rapport indique qu'il a été tenu compte de toutes les préoccupations du public qui ont été portées à l'attention d'Énergie NB dans la conception du Projet ou le procédé de l'EIE.

Le rapport a été préparé en vertu du Règlement sur les études d'impact sur l'environnement dont l'application est assurée par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (MEGL NB). Plusieurs « études d'élément » ou rapports techniques détaillés ont été entrepris pour évaluer les enjeux et les préoccupations particulières. Les conclusions ont été intégrées au rapport de l'EIE.

Le présent résumé du rapport final a été préparé par le ministère pour aider les membres du public à se familiariser avec le Projet et à comprendre l'information que le rapport de l'EIE contient. Afin de faciliter ce processus, le matériel du sommaire est organisé et présenté dans un format un peu différent du rapport réel de l'EIE. À noter qu'on peut consulter le rapport de l'EIE à divers endroits dans la région du Projet.

CONTEXTE

JUSTIFICATION DU PROJET

Le rapport souligne que la nécessité d'entreprendre le Projet est influencée par les conditions de l'agrément d'exploitation actuel délivré à la Société par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick. Cet agrément oblige l'entreprise à soumettre un plan pour réduire les émissions annuelles d'anhydride sulfureux (SO_2) à 40 000 tonnes ou moins d'ici 2005. Également, les gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et les premiers ministres de l'Est du Canada ont prévu une réduction de 30 % des émissions d'oxyde d'azote (NO_x) d'ici 2007.

La Centrale de Coleson Cove est la plus grande centrale électrique du réseau d'Énergie NB et est actuellement alimentée au mazout n° 6. Elle est donc la plus grande source d'émissions atmosphériques au sein du réseau d'Énergie NB. Afin de satisfaire aux normes relatives à la réduction des émissions, des modifications doivent être apportées à la centrale.

Le rapport souligne que la Centrale de Coleson Cove remise à neuf permettra de réaliser des réductions importantes des taux des émissions. Ces taux seront réduits d'environ 70 % pour les NO_x, de 77 % pour les SO_2 et de 75 % pour les particules. Le rapport révèle que la remise à neuf de la centrale et sa conversion à l'Orimulsion® sont les meilleurs moyens de permettre à la province et à Énergie NB de réaliser leur plan de contrôle des émissions de SO_2 et de NO_x à l'avenir.

Le rapport donne également les résultats d'un examen des solutions de rechange au Projet et des autres modes de livraison du combustible qui ont été examinés. Ces solutions de rechange sont les suivantes :

SOLUTIONS DE RECHANGE AU PROJET

Autres projets

Énergie NB doit respecter ses engagements en matière de stratégies de réduction des émissions envers le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux d'ici 2005 et les exigences relatives au remplacement d'énergie pour compenser la perte de la Centrale de Point Lepreau pendant la remise à neuf proposée qui devrait avoir lieu de 2006 à 2008.

L'évaluation a comporté l'identification de diverses solutions pour l'approvisionnement, y compris les nouvelles technologies et les sources non traditionnelles (p. ex. électricité éolienne, cellules de combustible, petites centrales hydroélectriques). Au total, 15 solutions de rechange pour l'approvisionnement en électricité qui pourraient remplacer l'énergie fournie par la Centrale de Coleson Cove ont été désignées. Ces solutions ont été restreintes à trois, à la suite de l'examen qui a été effectué en fonction des critères suivants : viabilité économique, capacité de fournir 1 050 mégawatts d'énergie et capacité de répondre aux normes relatives aux émissions prévues pour les SO_2 et les NO_x. Le rapport révèle que n'importe quelle des trois solutions indiquées ci-dessous peut être entreprise de façon environnementalement acceptable pourvu que des mesures d'atténuation adéquates soient mises en œuvre.

1. *Exploitation actuelle modifiée à la Centrale de Coleson Cove*

Cette solution comporterait l'utilisation de la centrale actuelle et le mélange de mazout n° 6 d'une teneur en soufre de 1 % et de 3 % pour le contrôle du SO_2 et le rebrûlage du combustible pour le contrôle des NO_x. Il faudrait améliorer le matériel pour assurer sa fiabilité et corriger les problèmes de perte d'énergie. Les taux

émissions maximums d'anhydride sulfureux et de particules resteraient à 2,63 lbs/MMBtu et à 0,045 lbs/MMBtu respectivement.Les émissions d'oxyde d'azote seraient cependant réduites à 0,21 lbs/MMBtu.

Le coût du combustible augmenterait en raison de l'utilisation future du mazout n° 6 d'une teneur en soufre de 1 % pour répondre aux objectifs de réduction des émissions. Il n'y a aucune autre construction et par conséquent, aucun besoin de main-d'œuvre, à l'exception des cellules ajoutées pour le stockage des déchets solides. Les cendres continueraient d'être recueillies, vendues et transportées hors-site pour la récupération du vanadium.

Le retrait d'eau du système d'eau du lac Spruce est d'environ 3 456 m^3/jour. Aucune circulation de poids lourd n'est associée à l'exploitation de cette centrale.

Comparativement aux autres solutions examinées, plusieurs espèces marines seraient encore exposées à de plus grands risques en raison des déversements accidentels puisque le mazout n° 6 est toxique; le mazout serait difficile à contenir dans la baie de Fundy où les conditions sont venteuses. Il serait aussi nocif pour les oiseaux de mer en raison de la nature de la « nappe de pétrole ».

2. *Gaz naturel*

La conversion directe des chaudières actuelles au gaz réduirait la capacité de la centrale en raison des pertes de chaleur. Pour contrer ces pertes et répondre à la demande d'électricité, il faudrait qu'une des tranches garde sa capacité d'être alimentée au mazout n° 6 pendant les mois de pointe en hiver. Cela donnerait un régime d'utilisation annuelle de 20 % de mazout et de 80 % de gaz. Avec cette configuration, il y aurait encore une perte d'efficacité lorsque la centrale serait alimentée au gaz naturel. Une solution de rechange pour éviter cette pénalité consisterait à construire une nouvelle tranche à cycle combiné de 400MW alimentée au gaz naturel et à assurer l'exploitation continue de la centrale actuelle avec du mazout de 1 % et de 3 % et une capacité de rebrûlage du combustible. Cette solution a été examinée en détail à l'audience de la Commission des entreprises de service public à Coleson Cove. Pour la présente étude d'impact sur l'environnement, on a demandé que le gaz naturel soit examiné exclusivement comme solution de rechange.

La solution du gaz naturel qui est abordée dans le rapport de l'EIE permettrait de réaliser une réduction générale des émissions atmosphériques qui se situeraient en-deça de l'objectif établi par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux puisque des émissions négligeables d'anhydride sulfureux ou de particules sont prévues (0,0006 lbs/MMBtu et 0,0001 lbs/MMBtu respectivement). De plus, les NO_x de la tranche à cycle combiné seront réduits à 0,15 lbs/MMBtu.

Le rapport précise que le prix du gaz naturel est imprévisible pour la durée de vie utile du Projet. La construction aurait un effet positif important sur les économies locales et provinciales. Toutefois, cette solution de rechange sera accompagnée d'une réduction du nombre d'emplois exigés pour exploiter la centrale par rapport à la situation actuelle. Le gaz naturel ne permettrait pas non plus de fournir ou de commercialiser des sous-produits commerciaux comme le vanadium ou les panneaux muraux.

Des installations de gaz naturel liquéfié (GNL) sont envisagées pour la région de Saint-Jean. Toutefois, il n'est pas certain qu'une quantité suffisante de gaz naturel liquéfié sera disponible pour respecter le calendrier du projet.

L'utilisation du gaz naturel à la centrale exigerait la construction d'un pipeline de 595 km à partir de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, si un approvisionnement en gaz suffisant est disponible pour exploiter la centrale pendant la durée de vie utile du Projet (facteur actuellement inconnu). On présume que cette construction comporte le jumelage du pipeline principal jusqu'au pipeline secondaire de Saint-Jean (520 km) et qu'ensuite on suivrait l'emprise secondaire de Saint-Jean jusqu'au lac Ludgate (80 km). Il faudrait par la suite défricher une nouvelle

emprise à partir du lac Ludgate jusqu'à Coleson Cove (ligne droite – 5 km). Le rapport révèle que le pipeline présenterait d'autres problèmes environnementaux, compte tenu de la base foncière accrue exigée pour le Projet.

On prévoit qu'il faudrait obtenir 3 456 m^3/jour d'eau du réseau d'eau du lac Spruce. Il n'y aurait pas de circulation de camions connexe pendant l'exploitation.

Les déversements possibles ne causeraient aucun effet environnemental sur l'écosystème marin puisque le pipeline serait entièrement souterrain. Toutefois, de légères fuites de méthane pourraient se produire aux installations hors-sol comme les sites des vannes. Les mélanges non confinés de méthane dans l'air ne sont pas explosifs; cependant, une concentration inflammable (5 – 15 %) de gaz naturel dans un espace clos en présence d'une source d'inflammation peut causer une explosion.

3. Conversion à l'Orimulsion®

Contrairement aux autres solutions de rechange, la conversion à l'Orimulsion® occasionnerait une légère augmentation de l'efficacité opérationnelle de la Centrale de Coleson Cove. La réduction des émissions atmosphériques devrait être supérieure à l'objectif de réduction fixé par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick. Les émissions d'anhydride sulfureux, de NO_x et de particules seront réduites à 0,60 lb/MMBtu, 0,21 lb/MMBtu et 0,01 lb/MMBtu respectivement. Si on utilise l'Orimulsion®, les taux d'émission des gaz à effet de serre seront d'environ 4 % inférieurs par rapport au gaz à effet de serre produits par le mazout n° 6.

Le rapport révèle que la solution la moins coûteuse est la conversion à l'Orimulsion®. Le coût du combustible est stable et l'approvisionnement est garanti par un contrat de 20 ans avec Bitumenes Orinoco, S. A. (Bitor), une filiale de Petroleos de Vénézuela, S.A. Les économies pouvant être réalisées grâce à l'utilisation de l'Orimulsion® compenseront les coûts des améliorations environnementales. Cette solution aura un effet positif général sur l'économie provinciale et l'économie locale pendant la construction et l'exploitation. De plus, elle permettra la vente des cendres et du gypse comme des produits à valeur ajoutée.

La consommation de l'eau pour la conversion à l'Orimulsion sera de 7 776 m^3/jour. On estime qu'il faudra 425 camions par semaine pour l'exploitation continue.

Même si les espèces marines sont toujours à risque en raison des déversements qui pourraient se produire, l'Orimulsion® donne plus de temps pour réagir et nettoyer les déversements et protéger les habitats sensibles parce que les déversements sont déplacés par le courant et que le combustible est moins toxique et moins nocif pour les oiseaux marins. La quantité et la probabilité des déversements seraient réduites parce que l'Orimulsion® serait transporté par des navires à double coque.

Selon le rapport, la conversion à l'Orimulsion® permettra à Énergie NB de respecter son engagement envers le gouvernement de la province de fournir une électricité fiable, propre et abordable à tous les Néo-Brunswickois.

Modes de livraison de l'Orimulsion®

Trois solutions ont été examinées pour la livraison du combustible au havre de Saint-Jean. Chaque solution a été évaluée en fonction de ses répercussions commerciales, financières, techniques et environnementales. Ces modes de livraison sont les suivants :

1. Bouée Monobuoy à Canaport. Cette solution utiliserait la bouée Monobuoy actuelle à Canaport, située à environ 1,2 km de la côte à l'entrée du sud-est du havre de Saint-Jean;

2. Quai n° 10 – Saint-Jean Ouest. Cette solution exigerait l'aménagement d'un nouveau terminal de déchargement au quai n° 10 au port de Saint-Jean;

3. Nouvelle bouée Monobuoy de Coleson Cove. Cette solution exigerait l'installation d'une nouvelle bouée Monobuoy au large des côtes à la Centrale de Coleson Cove. L'Orimulsion® serait pompé directement dans la centrale.

Une bouée Monobuoy est un dispositif flottant en eau profonde qui est fermement ancré au plancher océanique. Elle est conçue et appropriée pour décharger les gros navires-citernes. Les navires-citernes accostent près de la bouée et pompent leur combustible dans un tuyau flottant directement dans la bouée Monobuoy. Le combustible est ensuite transféré dans un pipeline sur le plancher océanique jusqu'à un terminal à terre.

Les solutions 1 et 2 permettent d'utiliser les installations actuelles, exigent des ententes d'exploitation commerciale avec les propriétaires actuels, des investissements pour les nouveaux réservoirs de stockage et une section d'un nouveau pipeline à terre qui serait relié aux installations actuelles. Même si la *solution 3* éliminerait la nécessité de construire un pipeline de Saint-Jean à la centrale, ses coûts seraient prohibitifs et elle serait sous-utilisée comme installation d'un seul utilisateur. Si cette solution était choisie, il serait difficile de respecter le calendrier des travaux de construction pour le Projet. La *solution 1*, la bouée Monobuoy actuelle à Canaport a été choisie comme la solution préférée pour mieux satisfaire aux critères de sélection.

Autres technologies de prévention de la pollution

Selon le rapport, Énergie NB a travaillé avec des spécialistes et des fournisseurs d'équipement pour choisir la meilleure série de technologies de contrôle et pour atteindre chacune des réductions du taux des émissions visées.

Le paragraphe 2(2) des Lignes directrices nationales sur les émissions des centrales nouvelles précise que la possibilité de réduire les oxydes d'azote peut se présenter pendant une modification majeure d'une tranche de production à vapeur alimentée au combustible fossile. Il indique également que des mesures améliorées de contrôle des oxydes d'azote devraient être mises en œuvre lorsque cela est possible. Les mécanismes de prévention de la pollution ont été intégrés à la conception, ce qui améliorait considérablement le taux d'émission des oxydes d'azote de 0,21 lb/MMBtu.

Il est également noté que la modélisation de la qualité de l'air ne prévoit aucun dépassement des normes de la qualité de l'air ambiant, y compris les NO_x pour la centrale remise à neuf.
Une autre technologie pour le contrôle des NO_x qui n'a pas été choisie pour le projet est un système de réduction sélective catalytique (SSC). Un tel système comporte des enjeux et des risques.

DESCRIPTION DU PROJET

Centrale électrique de Coleson Cove actuelle (CCC)

La Centrale de Coleson Cove est située à 15 kilomètres au sud-ouest de Saint-Jean sur la rive nord de la baie de Fundy à Tiner Point à Lorneville. Elle a été construite entre 1971 et 1975 dans le parc industriel Lorneville prévu à cette époque. La Centrale de Coleson Cove a été mise en service en 1976. La majeure partie du parc industriel appartient à Entreprises Nouveau-Brunswick et n'est pas aménagée. La superficie totale du site qui appartient à Énergie NB est d'environ 328 ha, dont 30 ha ont été aménagés. L'accès principal à la centrale est assuré par la route n° 1 et ensuite par le chemin King William. Tout l'emplacement est escarpé du rivage à l'intérieur, les seules exceptions étant les secteurs qui ont été aménagés pour la première construction de la centrale. La centrale est située près du rivage, le principal bâtiment de chaudière étant situé du côté de la mer et

la salle des turbines du côté terre. La cour de triage de la centrale et les installations de terminaux, ainsi que le parc de stockage, sont situés à environ 300 m de la centrale.

La centrale actuelle comprend trois chaudières et un ensemble de turbines génératrices, d'une capacité chacune de 350 MW, alimentées au mazout n° 6. La centrale a une capacité totale de 1 050 MW. Des dépoussiéreurs électriques secs enlèvent les cendres volantes (une particule) des gaz de combustion qui quittent la chaudière. Les cendres volantes ramassées sont d'une forte teneur en carbone de façon et elles peuvent être réinjectés et brûlées dans la chaudière. Les cendres résiduelles sont vendues et transportées par camions en vue de la récupération du vanadium, qui est utilisé principalement dans l'industrie de l'acier. Les émissions gazeuses sont évacuées dans l'atmosphère à partir d'une cheminée à triple conduit de 183 m. Ces émissions sont principalement composées d'oxydes d'azote, de soufre, de carbone et de particules. Chaque chaudière est munie de moniteurs de surveillance continue des émissions ou d'un logiciel (CEM) utilisé pour mesurer les niveaux d'émissions afin de déterminer l'opacité, les concentrations de NO_x et de SO_2.

L'eau douce dont la centrale a besoin est fournie par un pipeline de 600 mm à partir du réservoir du lac Spruce, qui est situé à environ 5 km au nord du site. Ce pipeline a une capacité d'approvisionnement de 33 200 m^3/jour. La centrale consomme 3 456 m^3/jour d'eau. L'eau douce est convertie en vapeur à haute pression dans les chaudières, qui alimentent les turbines. Dès que l'eau douce a traversé ce cycle, elle est refroidie et condensée et ensuite réchauffée (recyclée) pour actionner les turbines de nouveau.

L'eau douce est utilisée également pour les besoins d'entretien opérationnels (p. ex. nettoyage) et pour l'approvisionnement en eau potable. De plus, l'eau douce est nécessaire pour le système de protection contre les incendies.

Tous les besoins de traitement de l'eau sont satisfaits par l'usine de traitement de l'eau de la centrale, qui est munie de l'équipement nécessaire pour la chloration, la clarification, la filtration, la déminéralisation et l'épuration des condensats. La centrale utilise de l'eau de mer dans un système d'eau de circulation pour l'échange de chaleur dans divers équipements. L'ouvrage d'admission est situé sur la rive du côté ouest de la centrale. L'eau de la baie passe à travers un dispositif de grille et est dirigée vers les échangeurs de chaleur de chaque tranche et est ensuite retournée pour être évacuée à environ 100 m au large de la côte. La centrale exploite une installation de traitement des eaux usées pour la rétention et le traitement de tous les liquides contaminés autres que les eaux usées domestiques. Les boues de l'usine de traitement des eaux usées sont éliminées à l'installation d'élimination des déchets solides, qui comprend actuellement deux cellules.

Le mazout n° 6 à Coleson Cove est livré par un pipeline de 28 km à partir de Saint-Jean Est jusqu'au réservoir de stockage sur l'emplacement de la centrale. La quantité totale de mazout n° 6 entreposé sur place est d'environ 1 200 000 barils, soit une quantité suffisante pour exploiter la centrale à pleine puissance pendant 30 jours. Le mazout est transporté par navire-citerne jusqu'aux installations de déchargement à Courtenay Bay, exploitées par Irving Oil Limited. La durée de vie utile prévue de la Centrale actuelle de Coleson Cove est jusqu'à 2017.

L'Orimulsion®

L'Orimulsion® est un combustible fossile liquide composé de 70 % de bitume, un hydrocarbure présent naturellement de la ceinture d'Orinoco dans l'est du Vénézuela et de 30 % d'eau. L'Orimulsion® a été transporté et utilisé à l'échelle mondiale comme combustible de rechange pour la production d'électricité aux centrales. Il a été introduit pour la première fois au Nouveau-Brunswick en 1994 pour être utilisé à la centrale de Dalhousie.

L'Orimulsion® -400, la formule la plus courante, est composé principalement d'hydrocarbures aromatiques et de résines qui collectivement représentent 63 % à 69 % du combustible. Il contient un ensemble de

surfactifs (<0,2 %) d'éthoxylates d'alcool et de monoéthanolamine, qui se détériorent ultimement en dioxyde de carbone et en eau. Les composés de surfactif sont utilisés plus couramment dans les détergents domestiques. Le rapport révèle que dans la plupart des cas, l'Orimulsion® est d'une plus faible toxicité parce que les concentrations de BTEX et de HAP sont plus faibles comparativement aux autres produits d'hydrocarbures ou aux combustibles de la American Petroleum Industry comme le mazout n° 6. L'Orimulsion® est également classé comme une charge non inflammable par la National Fire Protection Agency. Sa composition de 30 % d'eau le rend effectivement incapable de soutenir un incendie. Il a également une pression de vapeur semblable à celle de l'eau, ce qui le rend non explosif.

Jusqu'à présent, aucun déversement connu d'Orimulsion® n'est survenu. Toutefois des études de laboratoire ont été effectuées pour simuler le comportement des déversements d'Orimulsion® -400 dans les milieux d'eau salée. La recherche a révélé que si l'Orimulsion® -400 est déversé accidentellement dans le milieu aquatique, la phase d'eau se diluera rapidement dans l'eau avoisinante et les particules de bitume se disperseront à la grandeur de l'eau selon les marées et les courants sous la surface. Qui plus est, le rapport indique qu'aucune nappe de pétrole ne sera créera sur la surface après un déversement d'Orimulsion® -400, ce qui réduit considérablement les risques écologiques.

Le rapport précise que si une fuite du pipeline actuel se produisait près du fleuve Saint-Jean, les courants très élevés et la turbulence de la zone des Chutes réversibles entraîneraient et disperseraient rapidement le mazout n°6 et l'Orimulsion®. Ainsi, les deux combustibles mazouteraient probablement la rive et auraient des effets semblables dans ces conditions. Selon le rapport, l'Orimulsion® déversé sur le terrain se comporterait au début comme le mazout n° 6. La mobilité de l'Orimulsion® dans le sol serait très différente après la désintégration de l'émulsion, ce qui limiterait la profondeur de la pénétration. Le rapport conclut que la distance de parcours totale d'un déversement terrestre d'Orimulsion® serait de beaucoup inférieure à celle d'un déversement d'une quantité semblable de mazout n° 6.

Livraison et stockage du combustible

La solution choisie pour recevoir le combustible est la bouée Monobuoy actuelle à Canaport appartenant à Irving Oil Limited, qui a été utilisée de façon sécuritaire et avec succès depuis les années 1970. Actuellement, Énergie NB prévoit que l'Orimulsion® serait livré par des navires-citernes à double coque d'une capacité d'environ 150 000 tonnes. Les navires-citernes seraient amarrés à la bouée Monobuoy à Canaport et pomperaient leur combustible dans un tuyau flottant directement dans la bouée Monobuoy. À partir de là, le combustible serait déchargé par un pipeline sous-marin vers un nouveau poste de pompage et un nouveau système de tuyau sur terre d'où le combustible serait pompé dans de nouveaux réservoirs de stockage. Ces réservoirs seront construits au parc de stockage actuel de Canaport. La bouée Monobuoy de Canaport devrait décharger un navire-citerne au complet dans environ 36 heures.

Un nouveau système de séparation de l'eau sera installé au parc de stockage pour s'assurer que les déchargements répondent aux exigences prévues dans les règlements. Un nouveau pipeline sera construit de Canaport avec le pipeline actuel qui transporte actuellement le mazout n° 6 à travers la ville jusqu'à la centrale de Coleson Cove.

À Coleson Cove, les installations de stockage de combustible actuels comprennent quatre réservoirs de combustible n° 6 et un réservoir de combustible n° 2 (mazout léger). Les cinq réservoirs seront convertis pour le stockage de l'Orimulsion®. Ensemble, leur capacité de stockage sera de 1 400 000 barils de combustible ou d'un approvisionnement d'environ 27 jours si la centrale est exploitée à pleine puissance. Le mazout n° 2 sera disponible comme mazout de démarrage et sera entreposé dans les réservoirs de stockage de mazout de démarrage actuels près du bâtiment des chaudières de la tranche 1. L'inspection, l'évaluation et la réparation des réservoirs actuels feront partie du Projet. Le pipeline de livraison de

combustible actuel du parc de stockage à la centrale sera également remplacé par un nouveau tuyau d'un diamètre de 500 mm, qui sera installé le long du tracé du tuyau de livraison de combustible endigué actuel.

Conception du Projet

Les éléments importants de la remise à neuf proposée comprend un certain nombre d'ajouts pour améliorer l'efficacité du matériel, satisfaire aux nouvelles normes des émissions et adapter le système à la conversion à l'Orimulsion®.

Les changements suivants seront apportés à la centrale actuelle :

- Système de rebrûlage. Des modifications seront apportées au système de brûlage pour inclure des brûleurs à faible taux d'émission de NO_x, des brûleurs de brûlage répété, la recirculation des gaz de combustion et l'injection d'air sur le feu pour contrôler les émissions de NO_x à la source dans les chaudières. Ces dispositifs sont considérés comme de la technologie de prévention de la pollution.

- Système de désulfuration des gaz de combustion (DGC). Le système de désulfuration des gaz de combustion enlèverait de 70 à 90 % des émissions de SO_2 contenues dans les gaz de combustion quittant les chaudières. Les gaz de combustion sont épurés en passant dans un brouillard de calcaire et d'eau. Ce mélange réagit avec le SO_2 dans les gaz de combustion et la réaction chimique qui en résulte produit un gypse. La centrale assurerait l'enlèvement et la déshydratation de la pâte de gypse provenant de la désulfuration des gaz de combustion, ce qui donnerait un gâteau de gypse qui conviendrait pour la production de panneaux muraux. La centrale sera également munie d'un système de préparation et de manutention du calcaire.

- Nouvelles installations de manutention des matériaux. Les nouvelles installations de manutention du calcaire et du gypse seront situées dans une cour commune à l'est des installations de désulfuration des gaz de combustion. Des pesées seront installées pour mesurer le débit d'entrée et de sortie des matériaux. Des clôtures et des barrières limiteront l'entrée au secteur. Le secteur de la cour sera revêtu et le drainage de surface sera acheminé vers une pompe de décantation qui sera raccordé à l'usine de traitement des eaux usées.

- Nouvelles installations d'emballage et de stockage des cendres volantes. Des installations distinctes de stockage et d'emballage des cendres volantes seront construites près du bâtiment de la chaudière de la tranche 1 et de l'usine de traitement de l'eau.

- Nouveaux dépoussiéreurs électriques humides. Deux dépoussiéreurs électriques humides seront installés pour contrôler les émissions, y compris le trioxyde de soufre, un composé important de fines particules dans le panache visible sortant de la cheminée. Les nouveaux dépoussiéreurs électriques humides ainsi que les dépoussiéreurs actuels permettront de réduire de 75 % le total des émissions de particules. Chaque dépoussiéreur électrique humide sera situé à la sortie de la tour d'absorption du système de désulfuration des gaz de combustion.

- Remise à neuf des dépoussiéreurs électriques secs actuels. Les dépoussiéreurs actuels seront renforcés. La cheminée et les conduits seront également remis à neuf.

- Nouveau système de commande réparti. Un nouveau système de commande réparti, y compris de nouveaux systèmes de contrôle des émissions, le contrôle de combustion de rebrûlage, la désulfuration des gaz de combustion et les dépoussiéreurs électriques humides, permettront à Énergie NB d'optimiser le rendement et l'efficacité d'exploitation de la centrale.

- Nouvelle cheminée. Une nouvelle cheminée de béton d'une hauteur de 183 m, soit la même hauteur que la cheminée actuelle, sera construite pour recevoir les gaz de combustion du système de désulfuration des gaz de combustion.

- Zone de gestion des déchets solides. Il faudra une nouvelle zone de gestion des déchets solides pour recevoir le volume accru de boues du système de désulfuration des gaz de combustion ou du gypse « non conforme » qui ne peut pas être vendu. Le lieu d'élimination proposé est situé dans un bassin de drainage naturel qui s'écoule à partir d'un secteur au nord-est du parc de stockage du pétrole aux ruisseaux Frenchman et Burchills et au havre Musquash. Le lieu d'enfouissement sera aménagé de façon cellulaire, chaque cellule étant construite pour une capacité d'environ cinq ans. Une cellule sera construite au début et les autres au fur et à mesure qu'elles deviendront nécessaires. Les cellules d'élimination seront revêtues et munies d'un système de collecte du lixiviat menant à un bassin de décantation. Une fois qu'elle sera terminée, chaque cellule sera scellée pour réduire la production de lixiviat. Le lixiviat et les écoulements dans le bassin de décantation seront réacheminés vers la nouvelle installation de traitement des eaux usées, pour être traités davantage avant d'être évacués. Il n'y a pas de sources d'approvisionnement public en eau sur le site ou en aval du site.

- Nouvelle installation de traitement des eaux usées. Une nouvelle installation de traitement des eaux usées ultramoderne assurera le traitement et la surveillance selon les besoins des eaux usées de la chaudière, du système de désulfuration des gaz de combustion, des systèmes de manutention des cendres, du gypse et du calcaire, de la zone endiguée du parc de stockage et du lixiviat de la zone de gestion des déchets solides. Les eaux usées traitées seront recyclées en grande partie vers le système de désulfuration des gaz de combustion et utilisées comme eau de service. Autrement, ces eaux usées seront déversées dans la baie de Fundy.

- Nouveaux réservoirs de stockage, pipeline et pompes de combustible au lieu de déchargement du combustible. Voir livraison et stockage du combustible.

- Remise à neuf des installations de stockage du combustible actuel à la centrale. Voir livraison et stockage du combustible.

Autres éléments du projet

Calcaire

Le calcaire sera obtenu à contrat et sera livré à la centrale où il sera reçu et entreposé sur place à l'intérieur du bâtiment de manutention de matériaux. La centrale a l'intention également de garder un stock d'urgence de sept jours dans la cour de manutention des matériaux. Vu le grand diamètre du calcaire et compte tenu de l'expérience de la centrale de Belledune, la poussière ne devrait pas poser de problème. Le stock d'urgence sera utilisé en cas d'interruption de la livraison du calcaire. Le calcaire sera transféré de l'installation de manutention des matériaux aux silos de désulfuration des gaz de combustion par un convoyeur fermé. La source du calcaire n'est pas connue actuellement toutefois, si l'approvisionnement en calcaire provient du large des côtes, il faudra peut-être en stocker une quantité supplémentaire. Les camions faisant le transport du calcaire feront de deux à trois trajets l'heure ou 155 trajets par semaine.

Déchargement du gypse

Le système de désulfuration des gaz de combustion est conçu et il sera exploité de façon à ce que le produit final convienne à la production de panneaux muraux de gypse. Quatre-vingt-dix pour cent du gypse produit aux centrales de Dalhousie et de Belledune est actuellement vendu aux fabricants de panneaux muraux. La centrale remise à neuf devrait produire jusqu'à 500 000 tonnes de gypse par année.

Les camions faisant le transport du gypse feront en moyenne de quatre à cinq trajets l'heure (huit heures à dix heures par jour) ou 270 trajets par semaine. Actuellement, le gypse de Dalhousie et de Belledune est expédié en vrac à partir du port de Belledune. Vu les quantités relativement grandes indiquées dans le rapport, l'acheteur transportera probablement le matériau au vrac en passant par le port de Saint-Jean ou le port de Bayside, par camion, par navire ou par train. Énergie NB n'a pas encore conclu un contrat pour l'utilisation du gypse. Toutefois, le gypse qui sera transporté par camion à partir du site sera recouvert d'une bâche et transporté à travers le parc industriel jusqu'à la route à chaussées séparées à quatre voies n° 1. Il existe plusieurs moyens de contrôler la poussière et ces solutions seront prévues dans l'agrément d'exploitation.

Des dispositions seront prises pour le lavage des camions près du bâtiment de manutention des matériaux. Toutes les eaux de drainage du secteur seront acheminées vers le puisard de la cour. Tous les effluents recueillis à partir de ce secteur seront réacheminés vers l'usine de traitement des eaux usées. Des dispositions ont aussi été prises pour enfouir 10 % de la production annuelle totale, si le gypse ne peut pas être commercialisé.

Gestion des cendres

Comme tous les combustibles fossiles, l'Orimulsion® contient une forte concentration de composants qui sont combustibles comme le carbone et l'hydrogène. Il contient également un petit composant qui n'est pas combustible, connu sous le nom de cendre. La teneur en cendre des combustibles fossiles comprend des métaux non combustibles comme le zinc, la vanadium et le nickel. Dans le cas de l'Orimulsion®, ces composants non combustibles sont recueillis sous forme d'environ 10 % de cendres résiduelles et de 90 % de cendres volantes. Les cendres résiduelles plus denses se déposent sur le fond de la chaudière où elles sont enlevées de façon routinière. Les cendres volantes sont entraînées par le gaz de combustion et de la chaudière et ensuite elles sont enlevées du flux de gaz lorsqu'elles passent à travers les dépoussiéreurs électriques.

Les cendres résiduelles et les cendres volantes seront récupérées à l'état sec et emballées dans des paquets de 500 à 1 000 kg afin être expédiées vers un recycleur de vanadium ou de métaux lourds. Avant l'emballage des cendres volantes, un procédé de densification est utilisé pour accroître la densité des cendres volantes et contrôler les émissions de poussières fugitives. La quantité totale de cendres dépend du contenu en cendres du combustible et de la quantité d'oxyde de magnésium présente dans le combustible. La majeure partie des cendres volantes sera récupérée dans les dépoussiéreurs électriques secs des cendres volantes et transportée par un système de convoyeur de séchage spécial vers un silo de stockage commun. Toutes les eaux usées produites par la densification et l'emballage seront acheminées vers l'usine de traitement des eaux usées.

La circulation des camions transportant les cendres représente un camion toutes les deux à trois semaines.

Acquisition des terres et améliorations du lieu

Afin de réaliser le Projet, il faudra acheter 88 ha de terrains adjacents à Entreprises Nouveau-Brunswick pour aménager un nouveau lieu d'élimination des déchets solides, un terrain de stationnement et une zone d'entreposage des matériaux. Le terrain requis est délimité par le parc de stockage, le chemin Burchill, le pipeline d'approvisionnement de la centrale et la baie de Fundy. Pour réaliser le Projet, il faudra aménager 2,2 ha de terrain à l'intérieur du secteur appartenant à Énergie NB afin de construire un site de roulottes et un terrain de stationnement temporaires. L'aménagement de 0,2 ha sera aussi nécessaire pour installer une zone de chargement du gypse et du calcaire pendant l'exploitation.

Il faudra une conduite d'eau douce supplémentaire pour traiter la capacité supplémentaire d'eau dont la centrale remise à neuf aura besoin. Le pipeline souterrain de 400 mm de diamètre sera installé entre la conduite principale de la ville située près de l'entrée du terrain et des bâtiments de la centrale. Ces doubles conduites

d'approvisionnement en eau douce amélioreront la sécurité et la fiabilité de la centrale. Une nouvelle voie d'accès sera également construite pour accueillir la circulation sur le site près des nouveaux ouvrages de la centrale.

Construction

Énergie NB s'est engagée à respecter le Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicable aux centrales à vapeur – Phase de la construction (Environnement Canada 1989). Énergie NB devra aussi obtenir un agrément de construction en vertu du Règlement sur la qualité de l'eau de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* du N.-B. et du Règlement sur la qualité de l'eau de la *Loi sur l'assainissement de l'air* du N.-B.

Énergie NB a l'intention de conclure une entente de stabilisation de la main-d'œuvre pour le Projet afin que la main-d'œuvre soit fournie par les syndicats locaux, lorsque cela convient.

Le calendrier des travaux de construction permettra d'assurer l'exploitation continue de la centrale pendant les mois d'hiver puisqu'il faut de l'énergie pour approvisionner les charges à l'intérieur de la province entre octobre et mars. La remise à neuf de la centrale serait réalisée sur une période de trois ans, sous réserve de l'approbation de l'EIE :

- Début des travaux sur le site en 2002;
- Conversion de la première tranche en 2003, et de la deuxième et de la troisième tranches en 2004;
- Première expédition d'Orimulsion® reçue au printemps 2004;
- Début de la mise en service du système de désulfuration des gaz de combustion à l'Orimulsion® en août 2004;
- Mise en service intégrale de la centrale en novembre 2004.

Exploitation

Énergie NB exploite ses centrales (Lepreau, Belledune, Grand Lac et Dalhousie) comme des centrales à charge minimale à longueur d'année. C'est-à-dire que ces centrales fonctionnent à pleine capacité ou presque pendant toute l'année, sauf pendant les arrêts pour les travaux d'entretien. La centrale satisfait une bonne partie des besoins du réseau en matière de charge saisonnière à l'automne, au printemps et en hiver. Le nombre de tranches exploitées dépend des besoins de charge du réseau, des possibilités de marché en Nouvelle-Angleterre et de la disponibilité de l'énergie d'Hydro Québec. Compte tenu de ces facteurs, l'exploitation a varié depuis 1990. La centrale remise à neuf devrait fonctionner à un facteur de capacité d'environ 65 %; toutefois, en théorie, elle pourrait atteindre un facteur de capacité de 85 %. Aux fins de l'étude d'impact sur l'environnement, ces facteurs (65 % et 85 %) sont les facteurs de capacité les plus probables et les plus élevés pour la centrale à l'avenir.

Désaffectation

La durée de vie utile prévue du projet est de 25 ans. À la fin de cette durée, une étude sera entreprise pour déterminer l'avenir de la centrale. Il pourrait s'agir d'un projet de remise à neuf (comme le projet actuel) ou de la fermeture et de la désaffectation. S'il est décidé de fermer la centrale, Énergie NB dressera un plan de désaffectation qui constituera la base d'un enregistrement distinct en vue d'une EIE. Le plan tiendra compte du démantèlement de la centrale, de l'élimination et du recyclage des matériaux ou du matériel, de la stabilisation et de l'assainissement du lieu, ainsi que de la fermeture sécuritaire des installations de gestion des déchets solides sur place. La fermeture comprendrait également tout traitement continu des eaux usées qui conviendrait ainsi que la surveillance de l'environnement après la fermeture.

APPROCHE RELATIVE À L'ÉVALUATION DES EFFETS

ÉLÉMENTS ENVIRONNEMENTAUX IMPORTANTS (EEI)

L'étude met l'accent sur les interactions possibles entre les éléments et les activités du Projet, et les éléments socio-économiques et environnementaux préoccupants qui ont été identifiés pendant l'établissement de la portée des enjeux. Chacun des éléments environnementaux importants a été examiné et organisé afin d'indiquer la priorité pour une évaluation environnementale plus poussée.

Dans l'étude d'impact sur l'environnement, les interactions entre les activités du Projet et les EEI sont qualifiées de positives ou négatives. Un élément environnemental important est un regroupement de préoccupations publiques perçues concernant des valeurs sociales, culturelles, économiques ou esthétiques. Il transmet également l'opinion des experts quant aux effets possibles sur le milieu naturel. Les EEI ont été déterminés par l'établissement des liens entre les éléments environnementaux préoccupants et le Projet. Lorsqu'aucun lien n'a été indiqué, il a été jugé que l'élément préoccupant ne serait pas affecté par le Projet et par conséquent, cet élément n'a pas été analysé de façon plus approfondie. Lorsque la conception du Projet a tenu compte des enjeux possibles à un point tel que les effets ne sont plus une préoccupation, ces enjeux ont été soustraits à une analyse plus approfondie.

Un effet possible a été jugé acceptable si des lignes directrices ou des règlements particuliers ont été respectés. Lorsqu'aucune ligne directrice ou recommandation particulière n'était en vigueur, la direction et le degré de changement vers un élément environnemental important causés par le Projet ont été évalués et des programmes d'atténuation et de surveillance ont été mis au point.

ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX

Afin d'identifier et d'évaluer les effets, on a utilisé entre autres des modèles et une extrapolation de séries de données et de tendances, et une compilation de données statistiques pertinentes. Dans certains cas, une analyse de la documentation a été entreprise, y compris la documentation primaire comme les rapports inédits et les données des organismes et ministères du gouvernement, des universités et des établissements de recherche et d'autres projets semblables. Des entrevues ont été effectuées avec des personnes-ressources et des personnes qui ont des connaissances. Les consultations publiques effectuées au moyen de séances d'information publique, d'ateliers, d'entrevues et de rencontres formelles et informelles ont également permis de déterminer plus facilement les éléments environnementaux préoccupants et ont facilité la conception du Projet.

Les outils prévisionnels utilisés pour les enquêtes suivantes comprenaient l'utilisation des modèles mathématiques suivants.

- Modélisation de la qualité de l'air
- Évaluation des risques pour la santé humaine par des voies multiples
- Évaluation comparative des risques écologiques pour l'écosystème marin de la baie de Fundy
- Modélisation des eaux souterraines et du lixiviat
- Modélisation du rendement et de l'intrant économique
- Modélisation du transport
- Eau douce – modélisation pour établir les besoins de pompage
- Modélisation du bruit

DÉTERMINATION DE L'IMPORTANCE

L'importance des effets environnementaux a été analysée à l'aide des critères suivants : ampleur; étendue géographique; moment; durée et fréquence; réversibilité; contexte écologique et socio-culturel; probabilité de l'occurrence, capacité des ressources renouvelables de répondre aux besoins actuels et futurs.

Dans le contexte local et régional, l'effet important diminue la qualité de la ressource renouvelable, réduit de façon critique la disponibilité de la ressource renouvelable, ou compromet la capacité des autres espèces ou des générations futures à satisfaire à leurs besoins. Les ressources renouvelables sont les éléments environnementaux qui reprendront un état naturel au fil des années. Aux fins de l'étude d'impact sur l'environnement, un effet est considéré important s'il est négatif et qu'il risque de se produire. L'importance a été basée sur les évaluations scientifiques, les valeurs sociales, les préoccupations du public et des jugements économiques. L'ampleur des changements provoqués par le Projet pour les éléments environnementaux importants est examinée pour tous les enjeux.

L'importance des effets environnementaux cumulatifs pour chaque élément environnemental important a été déterminée pour chaque phase du Projet. Les effets cumulatifs sont liés aux activités continues ou prévues dans la zone définie du Projet qui pourraient avoir un impact environnemental négatif une fois combinés avec les effets du Projet. En outre, les effets environnementaux résiduels ont été examinés en cas d'incidents accidentels éventuels. Les effets résiduels sont les effets environnementaux qui devraient demeurer après l'application des mesures d'atténuation. Les effets cumulatifs sont pris en compte uniquement lorsque les prévisions des effets résiduels déterminent un impact qui est plus que « négligeable » (mineur, modéré ou majeur).

DÉVELOPPEMENT DURABLE ET BIODIVERSITÉ

Au cours des dernières années, certains principes ont été élaborés pour englober les enjeux environnementaux importants. Ces principes comprennent le développement durable et la biodiversité. Aux fins du rapport, le développement durable est le développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de satisfaire à leurs propres besoins. La biodiversité est la variété totale de tous les organismes vivants dans une région ou un secteur particulier. Le rapport précise qu'Énergie NB a appliqué ces concepts dans l'établissement de la portée, l'analyse des effets, la conception du Projet, et l'atténuation et la détermination de l'importance et de la surveillance des effets.

ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

Sept éléments environnementaux importants (EEI) désignant des éléments environnementaux importants pouvant être compromis par l'aménagement proposé sont décrits dans le résumé suivant de l'évaluation des effets. Il s'agit des éléments suivants : Qualité de l'air; écosystème marin; milieux humides; écosystème terrestre et d'eau douce; santé et sécurité humaines; économie et culture; garantie de la durabilité et environnement sur la Centrale de Coleson Cove. (Voir approche relative à l'évaluation des effets de l'information sur la garantie de la durabilité).

QUALITÉ DE L'AIR

La qualité de l'air, un élément environnemental important, a été évaluée en raison des émissions pouvant résulter de l'exploitation de la Centrale remise à neuf, de la circulation pendant la construction, et de la circulation liée au transport du calcaire et du gypse qui pourraient avoir des effets sur la qualité de l'air dans la zone d'étude.

Environnement atmosphérique actuel

Pour l'étude d'impact sur l'environnement, les limites de la modélisation du bassin hydrographique ont été établies à l'aide d'une grille carrée de 40 km sur 40 km, au centre duquel se trouve la Centrale de Coleson Cove. La seule région urbaine importante au sein du réseau est la ville de Saint-Jean. La baie de Fundy est située à l'est jusqu'au sud-ouest de la centrale, tandis que le reste de la région est surtout rurale.

Climatologie

La région de Saint-Jean est considérée comme ayant un climat continental modifié. La région est caractérisée par de l'air humide pendant une bonne partie de l'année, ce qui donne des périodes de temps doux en hiver et du temps relativement frais pendant le reste de l'année. Lorsque l'air circule au-dessus de la baie de Fundy, il est souvent refroidi. Par conséquent, le flux se stabilise et les mouvements verticaux sont plus ou moins supprimés dans la couche de fond froide. La stabilité peut grandement influencer la dispersion d'un panache dû aux gaz d'échappement sur la côte. Les vitesses du vent mensuelles moyennes sont plus élevées en hiver qu'en été, les vents prédominants provenant du sud.

Qualité de l'air

La qualité de l'air est influencée par les concentrations de polluants atmosphériques. Des polluants atmosphériques sont émis par des sources naturelles et des sources humaines et sont transportés et dispersés par le vent. Les concentrations maximales permises au niveau du sol des polluants contrôlés dans la région de Saint-Jean sont les mêmes que dans le reste de la province, à l'exception de l'anhydride sulfureux qui est fixé à la moitié du niveau fédéral acceptable. Cette limite équivaut donc à la catégorie souhaitable des objectifs nationaux afférents à la qualité de l'air ambiant. C'est le niveau d'émission le plus rigoureux pour les SO_2 au Canada. L'étude d'impact sur l'environnement a mentionné les polluants préoccupants suivants : total des particules en suspension (TPS), particules inhalables (PM_{10}), particules inhalables ($PM_{2.5}$), hydrogène sulfuré (H_2S), monoxyde de carbone (CO), dioxyde d'azote (NO_2), anhydride sulfureux (SO_2), ozone troposphérique (O_3) et composés organiques volatils (COV).

Qualité de l'air ambiant

Le total des particules en suspension (aussi désignées particules ou PM) devient plus dangereux pour la santé lorsque la grosseur de la particule est inférieure à 10 µm de diamètre. Selon le rapport, les valeurs du total des particules en suspension ont diminué à moins de la moitié par rapport à ce qu'elles étaient durant les années 1980. Ces améliorations sont grandement attribuées à un meilleur contrôle des émissions sur les sources

mobiles et fixes, ainsi qu'à une réduction des activités de brûlage en plein air. Les deux catégories de particules aériennes, PM_{10} (particule inhalable) et $PM_{2,5}$ (la particule inhalable) ne sont plus considérées comme plus importantes que les PM/et le total des particules en suspension, relativement aux effets sur la qualité de l'air et la santé. Les niveaux de PM_{10} ont été plus élevés au cours des années précédentes, cette hausse pouvant être attribuée à l'augmentation de l'activité de la construction. Même si aucune norme n'est établie dans la réglementation pour les PM_{10}, la moyenne de 20 ug/m^3 pour Saint-Jean était de beaucoup inférieure à l'objectif de 50 ug/m^3 établi par le district régional du Grand Vancouver. Même si la surveillance pour les $PM_{2,5}$ a commencé en 1999, les données recueillies n'étaient pas suffisantes pour faire la comparaison avec la norme pancanadienne de 30 ug/m^3 comme moyenne de 24 heures sur trois ans. Toutefois, le rapport indique que les valeurs mesurées de 24 heures n'ont pas dépassé cette valeur en 1999.

Le rapport précise que les tendances moyennes annuelles de SO_2 à Saint-Jean ont chuté considérablement au cours des 20 dernières années, cette tendance s'étant aplanie quelque peu plus récemment. Les changements dans la production d'électricité locale et les diverses améliorations apportées aux installations industrielles sont citées comme raison.

Les concentrations moyennes de NO_2 ont été stables pendant la période de 1995 à 2000. Cette stabilisation peut indiquer les facteurs de contrebalancement des contrôles des émissions améliorés par rapport à la circulation accrue. Même si les concentrations de NO_2 sont bien en-deça des normes prévues dans les règlements, le rapport précise que ce contaminant est d'une importance particulière comme contribuant à la formation d'ozone troposphérique (O_3). Les oxydes d'azote réagissent aux hydrocarbures en présence de la lumière du soleil pour former l'ozone et contribuer à la formation de pluies acides.

Évaluation des effets

Émissions de l'installation

Les résultats de la modélisation de dispersion révèlent que les émissions maximums pendant 24 heures prévues pour une charge donnée et un contaminant donné pour le Projet sont de beaucoup inférieures à celles de la centrale actuelle et en-deça des normes respectives prévues dans la réglementation. Comme il est indiqué, la centrale remise à neuf réduira les taux d'émissions d'environ 77 % pour les SO_2, de 70 % pour les NO_x et de 75 % pour le total des particules en suspension. Les concentrations maximales au niveau du sol prévues pour le Projet uniquement sont de beaucoup inférieures à celles liées au mazout n° 6 et sont inférieures aux limites prévues dans les règlements. Selon le rapport, ces réductions des émissions amélioreront la qualité de l'air dans le bassin atmosphérique.

Les conditions d'exploitation spéciales qui peuvent avoir une influence sur les émissions comprennent la mise en service, la fermeture et les perturbations dans l'exploitation. Vu la nature à court terme et le nombre relativement peu élevé de ces événements, le rapport précise que les conséquences pour la qualité de l'air sont minimes et seraient comparées à un scénario de faible puissance.

Le rapport indique qu'il devient plus difficile de réaliser d'autres gains en ce qui a trait à la qualité de l'air lorsqu'on s'approche des « niveaux de fond ». Ces niveaux de fond sont composés de trois principaux éléments : i) émission de fond des sources naturelles; ii) émission des sources ponctuelles et régionales à proximité autres que la source évaluée; et iii) transport à grande distance de contaminants qui sont émis par les sources éloignées et transportés dans la région.

Dispersion du panache

Étant donné que les taux d'émission de SO_2, de NOx et de PM sont réduits considérablement, la visibilité du panache devrait s'améliorer substantiellement. Le rapport précise que les niveaux de pointe de SO_2 prévus se produisent à environ 1,6 km au sud-est de la centrale.

Toutefois, les moyennes annuelles et maximums de 24 heures de SO_2 prévues aux trois charges (Élevée, moyenne et faible) pour le mazout n° 6 et l'Orimulsion® de la centrale étaient bien en-deça de la norme prévue dans la réglementation. Selon le rapport, cela indique que la contribution des émissions de la centrale aux SO_2 dans la ville de Saint-Jean est en moyenne relativement minime.

Effets des émissions des véhicules

Les résultats de la modélisation de la dispersion révèlent que la contribution des émissions aux bassins atmosphériques de l'accroissement proposé de la circulation pendant la construction et l'exploitation est minime. Le rapport précise que la plus forte hausse des émissions provient des NO_x et se produit pendant la construction. Cette situation est due principalement à la circulation accrue des véhicules attribuable aux travailleurs qui font la navette pour se rendre au site ainsi qu'à la livraison de matériaux au site. Les concentrations maximales au niveau du sol prévues en bordure de la route, en raison uniquement de la circulation des véhicules, sont inférieures aux normes provinciales pour les polluants dans l'air ambiant et inférieures à la norme nationale relative à la qualité de l'air ambiant pour les $PM_{2,5}$. Selon le rapport, le monoxyde de carbone a également été analysé. Toutefois, les effets sur la qualité de l'air, selon une moyenne horaire, étaient au moins de 100 fois inférieurs à la norme du Nouveau-Brunswick pour le CO. Cet élément n'a donc pas été examiné davantage.

Effets des émissions des navires

Selon le rapport, il y aura une réduction considérable de la circulation maritime pour la livraison du combustible à la centrale et cette réduction sera suivie d'un changement correspondant dans les émissions des navires, à la suite de la remise à neuf proposée. De plus gros navires-citernes seront utilisés pour transporter l'Orimulsion®, ce qui réduira le nombre de livraisons de combustible à 14 par année par rapport à 30 expéditions exigées pour le mazout n° 6. Si le calcaire et le gypse sont expédiés par navire plutôt que par camion, ils seront livrés au quai 10 au port de Saint-Jean par des transporteurs en vrac de 60 000 tonnes de port en lourd. Cinq livraisons de calcaire et huit expéditions de gypse vers l'extérieur seraient effectuées chaque année.

Comme il a déjà été indiqué, tous les paramètres des émissions diminueront. Le rapport indique également que les émissions des navires d'Énergie NB se produiront à la bouée Monobuoy de Canaport qui est située à environ 1,2 km de la côte, plutôt qu'au terminal actuel de Irving (à Courtenay Bay), qui est situé plus près du centre-ville de Saint-Jean.

Gaz à effet de serre

Le rapport souligne que les changements climatiques et le rôle du dioxyde de carbone comme gaz à effet de serre ont des répercussions pour tous les procédés de combustion en ce qui a trait à l'effet sur le climat, ainsi que pour les ententes provinciales, nationales et internationales et la réglementation qui existe ou qui pourrait être adoptée au cours des années à venir. Le Protocole de Kyoto qui est bien connu, même s'il n'a pas encore été ratifié par le Canada, obligerait ce pays à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 6 % en-deça des niveaux de 1990 entre 2008 et 2012. En août 2001, la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et les premiers ministres de l'est du Canada ont mis au point un plan d'action dont le principal objectif est de stabiliser les émissions aux niveaux de 1990 d'ici 2010, et à cibler des réductions de 10 % d'ici 2020. Ces objectifs s'appliquent à l'ensemble de la région et le plan prévoit la création d'un registre régional ainsi que l'examen d'un mécanisme d'échange.

Pour Énergie NB, cette question doit être examinée en fonction de l'ensemble du réseau, comme cela a été fait pour respecter les plafonds de SO_2 établis afin d'affronter le problème des pluies acides. Certaines solutions de rechange qui ont été proposées permettraient à Énergie NB de réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Ces solutions de rechange sont expliquées en détail dans les mémoires d'Énergie NB présentés à la Commission des entreprises de service public au cours des audiences relatives à la Centrale de Coleson Cove et à Point Lepreau et sont présentées à l'Annexe E du rapport de l'EIE. Les mémoires indiquent qu'Énergie NB étudie plusieurs solutions afin de respecter les objectifs relatifs au CO_2, y compris les suivants :

- La remise à neuf de Point Lepreau est considérée comme un élément clé de la stratégie d'Énergie NB en vue d'atténuer les émissions de CO_2 (d'au moins 2 millions de tonnes comparativement à d'autres solutions) et de respecter les limites prévues de CO_2.
- L'électricité produite par l'Orimulsion® au lieu du charbon pourrait réduire effectivement les émissions de CO_2 d'Énergie NB de 3 à 5 %.
- Une étude est en cours pour évaluer les conditions du vent dans la région de Lamèque afin de déterminer la possibilité de produire de l'électricité selon la méthode éolienne. Même si cette possibilité est limitée, les petits aménagements hydroélectriques au Nouveau-Brunswick présentent encore un certain potentiel. L'énergie renouvelable produite par le vent (50 MW) et l'hydroélectricité (50 MW) réduiraient les émissions de CO_2 d'environ 3 %.
- Les prévisions de la puissance d'Énergie NB laissent prévoir une entrée importante du gaz naturel sur les marchés actuels et futurs du chauffage local. Ces prévisions prévoient également l'autoproduction par l'industrie (qui utiliserait probablement du gaz naturel), ce qui déplacera 150 MW de la charge industrielle en vertu d'un contrat ferme.
- La redistribution de la production de faibles émissions et la réduction d'exportation d'une faible marge. Énergie NB appuierait l'aménagement d'un mécanisme d'échange pour l'ensemble de l'Amérique du Nord relativement aux crédits de réduction de CO_2. Cette mesure favoriserait les méthodes les plus économiques pour la réduction de CO_2.
- La mise hors-service de la centrale de 60 MW de Grand Lac en 2004 réduira les émissions de CO_2 d'environ 1,5 %.

En résumé, les solutions de rechange pour la réduction quantitative de CO_2 par Énergie NB sont fournies dans le tableau ci-dessous :

		Total des émissions de CO_2 (Mtonnes)	
		2 010	2 020
Exploitation normale (selon les prévisions de la charge)		9,2	10,2
Solutions de rechange pour l'atténuation des CO_2	Réduction des émissions de CO_2 (Mtonnes)		
• Remise à neuf de Point Lepreau	(0)		
• Réduction des exportations de faible marge	(1,1)		
• Remplacer le charbon par l'Orimulsion®	(0,4)		
• Gestion de la demande/changement de combustible (financement des programmes GD)	(0,5)		
• Renouvelables (usines éoliennes, petite centrale hydroélectrique)	(0,3)		
• Commandite de projets compensatoires (méthane capté à partir du lieu d'enfouissement)	(0,5)		
Total	2,8		
Total des émissions de CO_2 après les solutions d'atténuation		6,6	7,4

L'année de référence 1990 d'Énergie NB pour les émissions de CO_2 est de 8,3 Mtonnes (million tonnes)

Les objectifs de réduction régionaux des CO_2 de la CGNA/PEC sont :

- réduction aux niveaux de 1990 d'ici 2010
- réduction de 10 % inférieurs aux niveaux de 1990 d'ici 2020

Les objectifs proposés de Kyoto comprennent :

- Réduction de 6 % inférieurs aux niveaux de 1990 d'ici 2008-2012

Surveillance et atténuation

Afin de respecter la législation environnementale actuelle, la Centrale de Coleson Cove doit respecter les conditions de son agrément d'exploitation délivré en vertu du Règlement sur la qualité de l'air et du Règlement sur la qualité de l'eau. Le système de surveillance continue des émissions qui sera installé sur la nouvelle cheminée mesurera les concentrations de CO, CO_2, SO_2, O_2 et NO_x sur une base continue. En plus de ces appareils, le logiciel de surveillance continue des émissions surveille les émissions de SO_2. De plus, Énergie NB exploite un moniteur de l'opacité continue en aval du dépoussiéreur électrique et effectue des essais annuels sur la cheminée afin de respecter son agrément d'exploitation.

On prévoit que les émissions seront effectivement dispersées, pendant les conditions météorologiques favorables, par la grande cheminée et les vents forts. Pendant les mauvaises conditions météorologiques, selon un rapport, la qualité de l'air sera vérifiée tous les jours à l'aide d'un autre programme de contrôle qui réagit immédiatement aux augmentations possibles des concentrations de SO_2 en aval.

Un vaste réseau de stations de surveillance de la qualité de l'air ambiant est exploité dans la région de Saint-Jean par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, l'industrie locale et Environnement Canada. Ce réseau comprend 12 lieux distincts où les concentrations de divers polluants sont mesurées. Énergie NB a l'intention de poursuivre la surveillance continue des émissions des cheminées et d'analyser les données des stations de la qualité de l'air ambiant actuelles pour continuer d'évaluer la qualité de l'air dans la région relativement à la Centrale de Coleson Cove.

ÉCOSYSTÈME MARIN

Des déversements accidentels d'Orimulsion® pourraient se produire pendant le transport ou le déchargement lié au Projet. Un déversement accidentel d'Orimulsion® peut nuire à la vie marine de la baie de Fundy en augmentant directement la mortalité, en dégradant l'habitat ou en altérant les comportements. La baie de Fundy est un habitat important pour la baleine blanche, le marsouin commun et la tortue luth, qui sont tous des espèces en voie de disparition. Les effets d'un déversement d'Orimulsion® pourraient causer un stress accru pour ces espèces. Un déversement d'Orimulsion® pourrait également nuire aux pêches traditionnelles et à l'aquaculture en réduisant la ressource disponible, en encrassant l'équipement et les bateaux de pêche et en provoquant l'interruption des activités de récolte. Le Projet de remise à neuf de la Centrale de Coleson Cove modifiera aussi considérablement le trafic des navires-citernes lié à Énergie NB, dont le nombre diminuera dans Courtenay Bay et augmentera à Canaport.

Environnement marin actuel

Environnement marin

Le littoral du Nouveau-Brunswick est caractérisé par des courants de la marée descendante plus forts que ceux de la marée montante, ce qui entraîne un déplacement net des eaux de la baie de Chignecto vers Campobello et Grand Manan jusque dans le golfe du Maine, puis de nouveau dans la baie de Fundy le long de la côte de la Nouvelle-Écosse. La zone d'étude comprend trois sous-régions : la baie extérieure (c'est-à-dire la région de la baie de Fundy située à l'extérieur de la limite de baie Harbour), baie Harbour (City Harbour, Courtenay Bay et leurs canaux) et les chutes réversibles. La zone d'étude comprend également des habitats de rivage et au large des côtes ainsi que des îles. Les marées moyennes et maximales varient près de Saint-Jean de 6,5 m à 8,7 m respectivement. Le taux général d'échange des marées dans la région est de 77 000 mètres cubes la seconde. L'échange des marées traverse en majeure partie à la baie de Fundy et à la baie extérieure.

Espèces marines

L'environnement marin dans la baie de Fundy est un système très diversifié et complexe. Il contient des centaines d'espèces importantes qui fournissent de la nourriture, des lieux de reproduction et des abris à un grand nombre de plantes et d'animaux. La zone d'étude comprend une population diversifiée d'algues au large des côtes qui fournissent de la nourriture à de nombreuses variétés d'invertébrés. En échange, ces espèces deviennent la proie des mammifères et des oiseaux. Quatre espèces de phoque sont observées dans la baie de Fundy, particulièrement dans le havre de Saint-Jean. Les espèces de baleine suivantes fréquentent la baie de Fundy pendant les mois d'été : dauphin à flancs blancs de l'Atlantique, marsouin commun, petit rorqual, baleinoptère, rorqual à bosse et mysticète. La baie de Fundy est considérée comme une des plus importantes régions sur la côte est canadienne pour une grande variété d'oiseaux résidents et migrateurs. Elle offre également un lieu régional, national et international important d'habitat, de reproduction, de migration et d'hivernage à divers oiseaux de mer et de rivage et accueille entre 75 et 95 % de la population mondiale de bécasseau semipalmé.

Espèces en péril

Les espèces menacées d'extinction ou en danger de disparition que l'on trouve dans la zone d'étude comprennent le marsouin commun, le mysticète et la tortue luth. Même si ces espèces habitent la baie de Fundy, la zone d'étude générale ne représente pas un habitat essentiel ou limitatif pour ces espèces. Les populations de saumon de l'Atlantique dans la baie de Fundy intérieure sont indiquées par le Comité sur le statut des espèces menacées de disparition au Canada comme des espèces menacées de disparition. Le loup à tête large et le loup tacheté sont considérés comme des espèces menacées par le Comité sur le statut des espèces menacées de disparition au Canada. La morue et le loup de l'Atlantique sont aussi considérés comme des espèces dont la situation est inquiétante.

Pêches commerciales

La zone d'étude fait partie de la zone de conservation 4X de l'Organisation des pêches de l'Atlantique nord-ouest, où les crustacés, les plantes marines, le poisson de fond, le hareng et le gaspereau sont pêchés pour des marchés commerciaux. Le homard, le pétoncle et le requin sont pêchés sur une base commerciale près de la bouée Monobuoy. Le goémon, qui est utilisé pour produire de la varech et de l'extrait d'algues, pousse dans la zone intertidale à l'est de la baie de Passamaquoddy. Le dulse est aussi récolté dans la zone intertidale à l'extérieur du havre de Saint-Jean. La pêche à la morue, même si elle n'est pas une pêche principale dans la zone d'étude, est pratiquée à la fin de l'hiver et au printemps au moins à 10 km de la côte, après Musquash Shoals. La pêche commerciale au gaspereau et à l'alose est pratiquée dans toute la section inférieure du fleuve Saint-Jean, y compris le havre de Saint-Jean et la section inférieure de Grand Bay.

Trafic maritime actuel

Situé dans la baie de Fundy, le port de Saint-Jean comprend 27 postes d'amarrage et une installation d'accostage de 3 865 m. Il y a trois principales zones. La majeure partie des installations portuaires sont situées dans le *havre principal* et dans *Courtenay Bay*. Le *havre extérieur* comprend les approches au havre et les zones d'ancrage. Des installations de déchargement côtières des très grands transporteurs de brut (TGTB) à Canaport sont également situées dans la zone extérieure, à 1,2 km de la côte. Le trafic maritime à la bouée Monobuoy est de 20 à 60 TGTB par année.

Durant la période de 1998 à 2001, les livraisons pour Coleson Cove à Courtenay Bay, représentaient 29 navires par année ou environ 4 % du trafic du havre. Chaque livraison était en moyenne d'un peu plus de 200 000 barils ou de 30 000 tonnes. En 2001, le nombre de livraisons annuelles a augmenté à 34. La flotte pendant cette

période comprenait 17 navires-citernes, dont la majorité étaient des navires à coque simple d'un âge variant de 16,5 à 24 ans.

Le volume des expéditions liées à la Centrale de Coleson Cove au port de Saint-Jean doublerait, pour passer d'un million de tonnes (selon les expéditions moyennes de 1995 à 2000) à 2 millions de tonnes, si la centrale est aménagée pour brûler de l'Orimulsion®. Toutefois, l'utilisation de gros navires-citernes (150 000 tonnes port en lourd pour les expéditions d'Orimulsion® à Canaport comparativement à la quantité actuelle de 36 000 tonnes de port en lourd à Courtenay Bay) résulteront en une moyenne de 14 escales annuelles. L'utilisation de plus gros navires-citernes représente environ la moitié du nombre annuel d'escales exigé pour le mazout n° 6 à Courtenay Bay. Tous les navires-citernes pour l'Orimulsion® seront affrétés par Énergie NB.

Les navires qui arrivent dans le havre entrent dans le chenal principal à l'île Partridge et avancent dans le havre Main ou dans Courtenay Bay. Cette zone est caractérisée par une activité industrielle substantielle, dont un terminal de potasse, une installation de manutention du pétrole et un service de traversier en provenance et à destination de Digby, en Nouvelle-Écosse. La flotte de pêche commerciale dans la baie de Fundy représente environ 2 700 navires, dont certains utilisent le port de Saint-Jean comme un *port d'escale* et pêchent dans la région environnante. Quatre postes d'ancrage sont accessibles aux navires, qui attendent de passer dans le havre de Saint-Jean ou de sortir du havre de Saint-Jean, ou de se rendre à Canaport. Un seul incident a été signalé (à la suite de vents violents) dans la zone d'étude au cours des 20 dernières années. Aucun déversement de pétrole ni aucune blessure n'a été signalé.

Évaluation des effets

Évaluation comparative des risques écologiques (ECRE)

L'évaluation comparative des risques écologiques (ECRE) a été effectuée. Cette comparaison a été utilisée pour déterminer si la conversion de la centrale de Coleson Cove à l'Orimulsion® comporterait des risques écologiques en cas de déversements qui sont équivalents, inférieurs ou supérieurs aux risques du mazout n° 6. L'étude a également analysé les risques écologiques causés par les déversements hypothétiques d'Orimulsion® et de mazout n° 6, pendant le transport par navires et les opérations de déchargement. Risque désigne la probabilité de l'occurrence d'un incident et les conséquences de cet incident.

Un modèle d'évolution dans l'environnement et de transport (SIMAP) a été utilisé pour cartographier les expositions de l'environnement par rapport aux habitats et aux espèces importants ou sensibles et pour élaborer des scénarios négatifs plausibles. Les cartes d'exposition ou de concentration produites par le modèle révèlent les répartitions des déversements dans les habitats importants de la baie de Fundy, l'exposition cumulative de l'eau et le mazoutage de la rive. Sept scénarios de déversement ont été établis pour l'évaluation à la suite de l'atelier sur le scénario du déversement tenu à Saint-Jean en octobre 2001. Deux niveaux d'analyse ont été effectués. Le premier, dans l'ensemble de la baie, portait sur des prévisions à grande échelle de concentrations de mazout n° 6 ou d'Orimulsion® dans la colonne d'eau et le long du littoral de la baie. Le deuxième portant sur les zones géographiques préoccupantes a permis de cibler des zones particulières comme le rivage de la baie de Fundy. Dix-huit zones géographiques préoccupantes représentant une gamme complète des types d'habitat du littoral, ont été choisies dans le cadre de l'évaluation comparative des risques écologiques.

Le rapport indique que même après l'expédition de plus de 300 millions de barils par Bitor depuis 1991, aucun déversement accidentel d'Orimulsion® ne s'est produit dans l'environnement marin. Le rapport explique aussi que l'évaluation comparative effectuée pour le Projet a été axée sur des déversements accidentels non atténués et non confinés. Toutefois, si un déversement accidentel de l'un ou l'autre des combustibles se produisait dans la baie de Fundy, des efforts seraient déployés pour contenir et récupérer le combustible déversé.

Effets d'un déversement de combustible éventuel (Orimulsion® c. mazout n° 6)

Le rapport précise que l'Orimulsion® a des caractéristiques chimiques, physiques et toxicologiques différentes de celles du mazout n° 6. L'Orimulsion® est dérivé de dépôts géologiques qui ont été grandement altérés par le temps au cours de centaines de millions d'années. C'est-à-dire que les composantes les plus toxiques de ces dépôts de bitume (c.-à-d. composés de HAP et de BTEX) sont détériorées depuis longtemps. Par contre, le mazout n° 6 est effectivement le fond du baril du traitement du pétrole. Après que des additifs variables y ont été ajoutés, ce résidu contient normalement de 10 à 100 fois plus de HAP et d'autres composés toxiques que le bitume d'Orimulsion®. L'Orimulsion® est donc beaucoup moins toxique que le mazout n° 6. Les données sur la toxicité aiguë qui ont été établies à l'aide d'échantillons d'Orimulsion® et de mazout n° 6 démontrent que l'Orimulsion® est moins toxique que les mazouts lourds. L'étude également démontre que l'Orimulsion® est produit à partir d'une seule source de bitume, par une entreprise, utilisant le même procédé, ce qui donne un produit très consistant sur le plan chimique.

Selon le rapport, les plus grands risques écologiques du mazout n° 6 sont associés au mazoutage physique de la vie marine après un déversement. Le rapport révèle qu'étant une émulsion de bitume dans l'eau, l'Orimulsion® se disperse facilement dans la colonne d'eau après un déversement, plutôt que de former une nappe de pétrole comme le font les pétroles flottants ordinaires. Ainsi, aucune quantité importante de bitume n'apparaîtra sur la surface. Ce comportement devrait réduire considérablement le risque de mazoutage des oiseaux aquatiques, après un déversement accidentel d'Orimulsion®, comparativement au risque des pétroles flottants ordinaires.

L'analyse comparative révèle que le mazoutage par le bitume est davantage une contamination de la surface des plumes, qu'un mazoutage du plumage des oiseaux comme dans le cas du mazout n° 6. La pollution externe du mazoutage a les résultats suivants : tapis sur les plumes, perte des qualités isolantes, répulsion de l'eau et flottabilité sur l'eau et décès causé par l'hypothermie, la faim ou la noyade. Le rapport révèle que les oiseaux marins pourraient être exposés aux polluants par différentes voies. L'exposition des œufs au pétrole sur le plumage contaminé d'un adulte pourrait entraîner la mort de l'embryon. L'ingestion de pétrole par le lissage ou la consommation du bitume peut également avoir des effets toxiques sur les oiseaux marins. L'exposition aux nappes de pétrole a un autre effet : l'inhalation de composés toxiques par les oiseaux et les mammifères marins en contact avec des déversements de pétrole lourd ou à proximité de ces déversements par le lissage ou la consommation d'aliments ou d'eau contaminés.

Selon l'analyse comparative, la contamination au bitume du plumage devrait représenter un plus faible risque pour les oiseaux de mer mazoutés avec du mazout n° 6. Comme dans le cas de l'évaluation des risques complexes, il demeure une incertitude, y compris par rapport aux effets toxicologiques possibles sur les oiseaux de mer adultes et les œufs, quant aux risques écologiques des déversements de ces deux combustibles. Le rapport révèle que le nombre d'oiseaux exposés à l'Orimulsion® dont les organes ne présentaient aucun signe important de blessure était plus élevé comparativement aux contrôles et aux oiseaux exposés au mazout n° 6. Puisque l'Orimulsion® a de très faibles concentrations d'aromatiques volatiles, on pense que ce combustible n'aurait pas d'effets d'inhalation sur les oiseaux ou les mammifères marins. De plus, puisque les faibles concentrations de BTEX et de HAP dans l'Orimulsion® devraient se diluer, se dissoudre et s'évaporer rapidement, ces aromatiques dissous devraient avoir moins d'effets chroniques ou cumulatifs à long terme sur les espèces aquatiques comparativement au mazout n° 6.

Poussé par le vent, un déversement de mazout n° 6 peut atteindre les habitats critiques le long des littoraux beaucoup plus tôt et en plus forte quantité que l'Orimulsion®. Le rapport indique que l'Orimulsion® déversé produit une masse surfacique beaucoup plus faible que le mazout n° 6 qui produit une masse surfacique presque complète. C'est-à-dire que le revêtement des rives et des installations d'aquacoles par l'Orimulsion® est beaucoup moins important, ce qui réduit considérablement les risques écologiques.

Une étude distincte a comparé les effets des déversements de mazout n° 6 et d'Orimulsion® sur le phoque commun, le marsouin commun et le mysticète. Les résultats révèlent que les principaux risques importants semblent toucher le phoque commun qui serait exposé aux déversements de mazout n° 6. Selon le rapport, le marsouin commun et le mysticète éviteraient probablement les effets majeurs des déversements de combustibles. Selon l'étude, parce qu'il ne forme pas de nappe, et qu'il contient moins de BTEX et de HAP, et grâce à sa propension à se disperser, surtout dans les fortes marées de la baie de Fundy, l'Orimulsion® devrait avoir moins d'effets sur les trois espèces de mammifères marins évaluées que les mazouts lourds.

De plus, une évaluation a révélé que la probabilité d'un déversement d'Orimulsion® est six fois moins élevée que pour le mazout n° 6, compte tenu du nombre réduit des expéditions et grâce aux navires à double coque.

Compte tenu des conséquences écologiques combinées déterminées dans l'analyse comparative des risques et vu la probabilité de déversements liée aux mesures de prévention prévues et indiquées ci-dessous, le rapport a conclu que le risque écologique que présentent, pour les ressources aquatiques, les déversements d'Orimulsion® pendant le transport dans la baie de Fundy, est plus faible que le risque que représentent actuellement les expéditions de mazout n° 6.

Effets sur le trafic maritime

Le rapport indique que le Projet pourrait occasionner de nouvelles escales de navires en vrac au port de Saint-Jean pour la livraison de calcaire et l'enlèvement de gypse. On prévoit le transport annuel d'environ 780 000 tonnes du matériau solide en vrac combiné. Si en moyenne les navires sont de 60 000 tonnes de port en lourd, 13 autres navires arriveraient annuellement ou un autre navire arriverait par mois. Comme on l'a déjà indiqué, 29 pétroliers seraient déplacés à l'intérieur du havre et remplacés par 14 pétroliers à la bouée Monobuoy de Canaport à environ 1 000 m de la côte. Par conséquent, l'ajout de 13 expéditions en vrac ne modifiera donc pas considérablement la densité du trafic maritime dans le port de Saint-Jean.

Comme il est indiqué, l'utilisation de Canaport augmentera à la suite du Projet. Ces 14 nouveaux navires augmenteront l'utilisation de Canaport de l'utilisation actuelle de 35 % à 42 %. Selon le rapport, cette hausse n'augmentera pas les risques pour l'environnement. Toutefois, on pourrait connaître une légère augmentation du temps de transit et certains retards. Selon le rapport, l'accroissement des retards peut être géré par des points de contrôle obligatoires, désignés localement comme *trafic Fundy*.

Une zone d'exclusion d'un rayon d'environ un demi-mille entoure Canaport pour protéger les navires amarrés à l'amarrage unique (SBM). Tous les navires, y compris les navires de pêche et leur équipement, doivent rester en dehors de la zone d'exclusion pendant le déchargement du pétrole brut à l'amarrage unique.

Les mouvements des navires dans la baie de Fundy et dans le havre de Saint-Jean sont contrôlés par les règles et les règlements établis en vertu de la *Loi sur la marine marchande* du Canada. Toutes les expéditions d'Orimulsion® seront effectuées conformément aux exigences établies dans les Avis aux navigateurs, y compris l'utilisation des parcours actuels, les systèmes de séparation du trafic, les ancrages, les rappels et les points de contrôle. Le centre des services de communications et de trafic maritimes de la Garde côtière canadienne à Saint-Jean est un élément clé du système de gestion des navires dans la zone d'étude.

Gestion des risques et mesures de prévention

Le rapport indique qu'un certain nombre d'outils de gestion seront utilisés pour réduire les risques que comporte le transport d'Orimulsion® dans le port de Saint-Jean. Les outils suivants comprennent les engagements de la part de Bitor relativement à l'expédition des combustibles, et d'autres facteurs d'atténuation liés aux plans de prévention des déversements et d'intervention en cas de déversement.

Critères de sélection des navires

La Garde côtière canadienne a déterminé que de nombreux incidents se produisent sur des navires qui ne répondent pas aux normes. Toute méthode qui minimise la présence de navires non conformes réduira le risque qu'un incident se produise et les risques d'un déversement par suite d'un incident.

Les navires qui transportent de l'Orimulsion® sont choisis à l'aide du système « de validation des navires » qui repose sur des critères déterminés par Bitor pour assurer un choix attentif des navires, des équipages et des exploitants. Le processus de sélection vise à assurer que les navires choisis pour l'affrètement respectent ou dépassent les normes internationales. Les navires d'Orimulsion® seront normalement de la catégorie Suezmax. Il s'agit de navires de 140 000 à 160 000 tonnes de port en lourd pouvant livrer jusqu'à un million de barils de vrac liquide. Les navires-citernes doivent être classés par un membre de l'International Association of Classification Societies (IACS). Les navires-citernes doivent également être enregistrés auprès d'un état du pavillon qui a la réputation d'appliquer les conventions internationales sur la marine marchande. Tous les navires affrétés par Énergie NB pour la livraison de l'Orimulsion® doivent répondre aux normes auxquelles souscrit Bitor pour pouvoir charger leurs cargaisons au Vénézuela. Ils devront répondre également aux normes appliquées par Irving Oil Limited avant de pouvoir décharger leur cargaison à Canaport.

Double coque

Seuls des navires à double coque seront utilisés pour les livraisons d'Orimulsion®. La recherche révèle que le transport du combustible par de gros navires-citernes à double coque réduit les déversements par suite d'échouement de 90 % et par suite de collisions de 29 %. La rupture des deux coques d'un navire à double coque exige une plus grande force que dans le cas d'un navire à une simple coque. De plus, selon la conception des navires-citernes à double coque, le volume de pétrole qui peut être déversé en cas d'un échouement est réduit grâce à l'espace entre les deux coques où le pétrole peut se déplacer, advenant la rupture de la coque intérieure.

Sélection de l'équipage et de l'exploitant

Bitor a indiqué qu'elle s'engageait à respecter de hautes normes pour la formation des membres de l'équipage. Cet engagement peut réduire les erreurs humaines susceptibles de causer des déversements. Les navires-citernes doivent compter au moins quatre officiers de quart en plus du capitaine. Les officiers choisis pour les navires-citernes d'Orimulsion® doivent parler l'anglais et la langue d'expression de l'équipage. La capacité de bien communiquer avec l'équipage en cas d'urgence est considérée comme un outil important pour la diminution des risques.

Âge du navire

L'âge moyen des navires d'Orimulsion® sera de 7,5 ans comparativement à 16,5 ans, qui est l'âge moyen de la flotte actuelle utilisée pour fournir du mazout n° 6 à la Centrale de Coleson Cove. La diminution de l'âge des navires dans la baie de Fundy et dans le port de Saint-Jean pourrait réduire le risque de déversements causés par une défaillance de la coque ou de la structure.

Inflammabilité du cargo

Même si les incendies ou les explosions des navires-citernes ne figurent pas parmi les principales causes des déversements de pétrole, ce type d'incident se produit et souvent entraîne des déversements catastrophiques de pétrole comme le déversement de Mega Borg en 1993, dans le golfe du Mexique, aux États-Unis. Comme il est indiqué, l'Orimulsion® est un cargo non explosif et non inflammable. Par conséquent, le risque d'un

déversement, à la suite d'un incendie ou d'une explosion du cargo, dans le cas d'un navire-citerne d'Orimulsion®, est pratiquement non existant.

Opérations de transfert

Environ 70 % des déversements de navires-citernes sont associés à la défaillance de l'équipement. La plupart de ces déversements se produisent pendant les opérations de transfert (chargement et déchargement). Même s'ils ont tendance à être relativement minimes, ces déversements peuvent avoir des effets néfastes sur l'environnement marin.

Transports Canada a établi des règlements en vertu de la *Loi sur la marine marchande* du Canada qui régit la manutention du cargo pendant les opérations de transfert. En plus de ces règlements, Irving Oil a établi des procédures et des méthodes qui doivent être appliquées pendant le transfert du pétrole à Canaport. Ces procédures et méthodes seront suivies pendant le transfert de l'Orimulsion®.

Conformément à la *Loi sur la marine marchande* du Canada, les navires qui livrent de l'Orimulsion® devront avoir un contrat avec l'Équipe d'intervention d'urgence de l'Atlantique (ALERT), l'organisme d'intervention accrédité pour la région, pour pouvoir pénétrer dans les eaux canadiennes. Énergie NB et Bitor travailleront avec ALERT à l'établissement de stratégies d'intervention, au choix d'équipement propre au déversement d'Orimulsion® et à l'élaboration de la formation comme l'exige la loi.

MILIEU TERRESTRE, TERRES HUMIDES ET EAU DOUCE

Un nouveau pipeline pour l'Orimulsion sera construit à partir de Canaport. Il sera relié au pipeline de Lorneville qui traverse la ville de Saint-Jean et livre actuellement le mazout n° 6 aux réservoirs de stockage de combustible à Coleson Cove. La construction de ce pipeline pourrait avoir des effets sur la vie dans les milieux humides et terrestres, sur la qualité de l'eau souterraine et de l'eau de surface et sur les ressources piscicoles.

À Coleson Cove, la construction, l'exploitation et la désaffectation du projet pourraient avoir des effets sur la qualité de l'eau de surface et de l'eau souterraine près de l'emplacement de la région de gestion des déchets solides. Un déversement accidentel des matériaux des pipelines ou de la région de gestion des déchets solides pourrait nuire à l'habitat du poisson et aux ressources. De plus, les exigences relatives à l'exploitation du système proposé de désulfuration des gaz de combustion à la Centrale de Coleson Cove exerceront une pression accrue sur l'approvisionnement actuel de la ville en eau douce du lac Spruce.

Milieu biophysique actuel

La zone d'étude générale s'étend d'est en ouest de Mispec Point dans Saint-Jean Est à Coleson Cove. La zone est délimitée au nord par le pont-jetée de Courtenay Bay et au sud par le littoral. Elle s'étend sur environ 10 km à l'intérieur des terres à partir et le long du littoral de Coleson Cove jusqu'à Canaport (environ 23 km).

Le corridor du nouveau pipeline s'étend de Canaport/Mispec Point à la promenade Bayside. Le site de la région de gestion des déchets solides est d'environ 32 ha. Il est délimité sur trois côtés par les emprises des routes actuelles et du pipeline. Un chemin d'accès proposé du chemin Burchill au bassin de sédimentation proposé est situé à 60 m au sud de la limite de la région de gestion des déchets solides. La zone d'étude de l'habitat terrestre s'étend sur environ 250 m au sud du chemin proposé et à l'ouest et englobe le terrain proposé pour le bassin. Les limites aux fins de l'évaluation de l'habitat du poisson englobent le ruisseau du lac Shannon à partir de son point d'origine en direction nord-ouest de la région de gestion des déchets solides jusqu'à son extrémité dans l'estuaire de Musquash, ainsi qu'un tributaire jusqu'au ruisseau du lac Shannon.

Milieu terrestre

La majeure partie de la zone d'étude (à l'ouest du havre de Saint-Jean) est recouverte de *till* de diverses épaisseurs, texture et pierrosité, et est occasionnellement recouverte d'une mince couche de limon et de sable marins. Le sol n'est généralement pas cultivable et présente des contraintes allant de modérées à graves pour la croissance de forêts commerciales. Certaines zones de construction liée au Projet sont situées dans des secteurs très industrialisés et perturbés, qui présentent un risque élevé de sols contaminés. La zone d'étude comprend environ 14 km^2 de terres boisées. La majeure partie de cette terre boisée a été coupée et a été convertie en des peuplements composés surtout de résineux pour la production de matière ligneuse.

Espèces à risque et zones écologiquement importantes

Les éléments environnementaux terrestres comprennent des communautés et des habitats de la flore et de la faune, y compris des espèces d'un statut spécial et des zones écologiquement sensibles ou importantes.

Aucun mammifère terrestre en danger n'a été identifié dans la zone d'étude. Diverses espèces d'oiseaux en danger de disparition ont été constatées : arlequin plongeur, faucon pèlerin et aigle à tête blanche. L'arlequin plongeur passe l'hiver près de Anthony's Cove, sur la rive ouest de la zone d'étude, tandis qu'une paire de faucons fait son nid près de l'extrémité nord-est du pont Harbour au-dessus du havre de Saint-Jean. Un site de nidification possible est situé à la pointe sud-ouest de l'île Taylors. Il y a une paire de nids d'aigle à tête blanche près de l'île Musquash. Compte tenu des besoins particuliers en matière d'habitat, les populations locales du râle de Virginie et du moqueur polyglotte sont considérées comme des espèces sensibles à la perturbation des habitats. Le râle de Virginie fait son nid dans des milieux humides d'eau douce dans la zone du Projet, tandis que le moqueur polyglotte ferait son nid dans l'habitat forestier et l'habitat de la zone de transition. La tortue des bois et le monarque, deux espèces dont la situation est préoccupante, ont été identifiés dans la zone d'étude. Les espèces de poisson en péril comprennent l'esturgeon à museau court, l'esturgeon noir, le bar d'Amérique et le saumon de l'Atlantique.

La saumon de l'Atlantique est d'un intérêt particulier pour les pêcheurs à la ligne. La zone d'étude est centrée sur le fleuve Saint-Jean. Le rapport indique que tous les stocks de saumon qui utilisent ce fleuve comme frayère et nourricerie sont d'un groupement nord-américain. Ces stocks habitent dans la haute mer près du Groénland et la mer du Labrador. De plus, environ 35 rivières soutiennent les stocks uniques de la baie intérieure Fundy à l'est de la zone d'étude. On pense que ces poissons habitent et passent l'hiver dans la baie de Fundy et dans le golfe du Mexique, plutôt que se déplacer vers la haute mer. Les stocks du fleuve Saint-Jean et ceux de la baie intérieure Fundy sont à un niveau bien inférieur à leurs niveaux historiques. Les retours vers le haut du fleuve Saint-Jean en 2001 représentaient seulement 2 871 saumons et madeleineaux, soit une diminution de 90 % par rapport au début des années 1980. La majeure partie du saumon adulte du fleuve Saint-Jean traverse la zone d'étude du 1er juin au 15 juillet. Le saumon vide (saumon mort après le frai) retournerait à l'océan et traverserait la zone d'étude à partir de la fin mai jusqu'au début juin.

Douze zones environnementalement importantes jugées écologiquement fragiles sont situées dans la zone d'étude générale. Celles-ci sont :

- Chutes réversibles et îles Outcrop. Des sites d'alimentation et de nidification pour les goélands, les ternes et les cormorans. Cette zone est aussi connue pour ses ressources archéologiques.

- Marais Red Head/ruisseau Hazen. Un réservoir de Canards illimités (CI) a fait de ce ruisseau un des rares marais côtiers d'eau douce au Nouveau-Brunswick. Ce ruisseau est très productif et très important pour une variété d'oiseaux nicheurs,

- Courtenay Bay. Une baie des marées et un estran vaseux connus pour les concentrations à l'automne d'oiseaux de rivage, surtout le pluvier semipalmé, et connus également comme un lieu d'alimentation en hiver pour les goélands et les canards.

- Fern Ledges. Une localité d'au moins 40 espèces de fossiles, particulièrement des fossiles de plantes et d'invertébrés, qui sont maintenues dans la collection du Musée du Nouveau-Brunswick.

- Duck Cove. Localité de ressources paléontologiques pour au moins six espèces de plantes et de fossiles invertébrés qui sont maintenues dans la collection du Musée du Nouveau-Brunswick.

- Greenhouse Cave. Une solution souterraine sur le calcaire précambrien qui soutient quelques chauves-souris rares.

- Parc Black Beach Headlands. Le lieu d'un parc naturel proposé qui présente une plage de fusain rare, et les falaises escarpées de Musquash Head.

- Plage et marais Saints Rest. Une réserve de 21 acres appartenant à la Fondation de protection des sites naturels du Nouveau-Brunswick. Cette réserve soutient 234 espèces d'oiseaux et au moins 20 000 oiseaux de rivage migrateurs. C'est également un lieu d'observation des oiseaux populaire du Nouveau-Brunswick.

- Réserve naturelle de l'île Manawagonish. Un lieu de reproduction de 20 ha pour les oiseaux aquatiques, qui appartient à la Fondation de protection des sites naturels du Nouveau-Brunswick.

- Frontière Cambrienne et Précambrienne de Saint-Jean. Lieux géologiques d'intérêt qui comprennent le Fort Howe, le Parc de roulottes Rockwood et le groupe Camp, UNBSJ et Martello Tower Fundy Heights.

- Parc naturel Irving (île Taylors). Lieu d'alimentation et de repos important pour plus de 240 espèces d'oiseau. Zones boisées qui servent d'abri à de nombreux champignons et fleurs sauvages inhabituels. Les affleurements rocheux au large de la côte sont utilisés par les phoques communs.

- Île et havre Musquash. Un habitat de migration important pour divers oiseaux.

Eau de surface

Le débit de l'eau de surface est réglementé par deux systèmes dominants, l'estuaire du fleuve Saint-Jean et le havre Saint-Jean. Les écoulements de surface se déversent dans ces deux grands cours d'eau. Les écoulements annuels moyens dans la région sont de 850 mm. Les débits saisonniers élevés se produisent généralement en avril et en mai en raison de la fonte des neiges et de l'écoulement de l'eau souterraine. L'écoulement fluvial diminue pendant l'été en raison de la forte évaporation et de l'épuisement du stockage de l'eau souterraine. L'écoulement fluvial augmente normalement à l'automne en raison des températures plus basses et de l'évaporation réduite.

L'amplitude des marées dans le havre de Saint-Jean est d'environ 7,5 m tandis que dans les chutes réversibles, elle ne dépasse jamais 0,7 m. À marée haute moyenne, le niveau d'eau dans le havre est de 2 m plus haut que dans le fleuve. Les petits ruisseaux qui drainent la ville de Saint-Jean dans la zone d'étude sont inclus dans le bassin inférieur du fleuve Saint-Jean. L'eau de surface dans ce bassin est modérément douce et contient une concentration allant de faible à modérée de matières solides totales dissoutes provenant du grès, du schiste et du silt qui sont prédominants dans le bassin. La couleur et la turbidité ont tendance à être faibles, mais elles

fluctuent selon la quantité d'écoulement de cette zone fortement peuplée. Les quantités de calcium et de magnésium influencent grandement la capacité tampon, le pH, la dureté et l'acidité de l'eau.

La ville de Saint-Jean obtient son eau industrielle et municipale de quatre principales sources d'eau de surface : le lac Loch Lomond, la rivière Little, le lac Spruce et la rivière East Musquash. Actuellement, la Centrale de Coleson Cove utilise l'eau de la ville de Saint-Jean, soit l'approvisionnement en eau du lac Spruce. L'eau est livrée par un pipeline spécial qui est relié au parc industriel et ensuite au site.

Le système proposé de désulfuration des gaz de combustion augmentera les besoins d'eau douce puisqu'il faudra une quantité supplémentaire d'eau pour produire le lait de chaux. Le système de désulfuration des gaz de combustion utilisera une quantité supplémentaire d'eau de l'approvisionnement actuel en eau douce de la centrale et l'eau recyclée de l'usine de traitement des eaux usées.

Eau souterraine

La qualité de l'eau souterraine au Nouveau-Brunswick à des fins de consommation est généralement bonne, à l'exception de certaines couches aquifères isolées qui présentent des problèmes de qualité de l'eau anthropiques ou naturels. Localement, le fer, le manganèse et la dureté présentent des préoccupations du point de vue esthétique. Deux puits de production sont situés dans la zone d'étude; un est situé au 103, promenade Ocean et l'autre au 14, Seward Crescent. Le lotissement Harbourview est desservi par un puits municipal. Le lotissement Delby et d'autres habitations rurales utilisent des puits privés. Il n'y a pas de sources connues dans la zone d'étude. Avant la construction, une étude des puits privés sera effectuée conformément aux exigences du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux

Milieux humides

Deux milieux humides importants sont situés dans la zone d'étude : le marais Red Head/ruisseau Hazen et le marais Saints Rest.

Le marais Red Head et le ruisseau Hazen sont situés dans la partie Est de Saint-Jean, sur le havre de Saint-Jean, et sont entourés par les aménagements industriels des parcs industriels Grandview et McAllister. Un réservoir de Canards Illimités a permis de créer l'un des rares marais côtiers d'eau douce du Nouveau-Brunswick. Ce marais est très productif et est très important pour une variété d'oiseaux nicheurs. Les bas-fonds interdidaux offrent un habitat à certains oiseaux de rivage de la mi-juillet à octobre. Les espèces dont la situation est inquiétante dans cette région comprennent le petit blongios, le troglodyte des marais, le râle de Virginie et le bihoreau gris.

La plage et le marais Saints Rest sont situés dans les vasières interdidales de la partie Ouest de Saint-Jean, s'étendant de Manawagonish Cove au havre de Lorneville. Le marais Saints Rest (une superficie d'environ 21 acres de marais salé) est une réserve naturelle appartenant à la Fondation pour la protection des sites naturels du Nouveau-Brunswick. La région du marais de la plage comprend une plage sablonneuse et des vasières, encadrées de plages et de pointes rocheuses et à l'arrière, de marais qui bordent la rivière Manawagonish. Il s'agit d'un marais salé de classe 1 et il constitue les vestiges des grands marais côtiers historiques de Saint-Jean. Cette région sert d'habitat à 234 espèces d'oiseau, ce qui représente 65 % de la faune aviaire provinciale. Elle est considérée comme l'un des meilleurs endroits au Nouveau-Brunswick pour les oiseaux suivants : le canard à sourcis, le canard d'Amérique, le bruand des prés, la grande aigrette, l'aigrette neigeuse, l'ibis falcinèle et l'aigrette tricolore. Cette région est utilisée par au moins 20 000 oiseaux de rivage pendant la migration d'automne et en 1986, elle a accueilli un maximum de 111 500 oiseaux.

Pêches

Une pêche récréative minime au bar d'Amérique se pratique aux Chutes réversibles. La pêche aux éperlans en hiver est populaire à Grand Bay et dans la baie Kennebecasis. Dans l'environnement marin, il se pratique une pêche récréative au poisson de fond, principalement à la morue, au maquereau, au poisson plat (limande à queue jaune) dans la zone d'étude.

Évaluation des effets

Effets sur l'habitat terrestre

Le nouveau pipeline proposé et la région de gestion des déchets solides comportent des activités de construction qui nécessiteront le défrichage de terrain contenant du bois sur pied. La superficie totale devant être défrichée pour le pipeline est de 6 ha. Les deux réservoirs de stockage seront près des installations actuelles de Canaport dans une région en jachère. Les aires de travail temporaires pour la région de gestion des déchets solides déplaceront deux hectares de terre boisée comprenant une forêt mixte non arrivée à maturité (principalement du bouleau, du pin et de l'épinette), deux hectares de terre recouverte d'aulnes (zone d'entrepôt pour la construction de la première Centrale de Coleson Cove) et un hectare en jachère. Le rapport indique que les habitats terrestres adjacents sont déjà perturbés, sont communs et largement répartis. Aucune zone particulière d'habitat forestier sensible, comme une ancienne forêt d'épinette et de sapin, n'a été identifiée dans la zone du Projet.

L'impact des activités du Projet sur les oiseaux migrateurs a été considéré comme une situation préoccupante. Le risque de perturbation peut être limité si les activités de défrichage ont lieu en dehors de la période de nidification critique.

Si les mesures d'atténuation décrites sont appliquées et que la surveillance est adéquate, il est peu probable que l'activité du Projet aura des effets néfastes importants sur le milieu terrestre.

Effets sur les espèces en péril

Selon le rapport, aucune espèce en péril ou aucun habitat limité ou essentiel n'a été constaté aux emplacements des deux réservoirs de stockage de l'Orimulsion® à Canaport ou dans les lieux de travail temporaires de Coleson Cove. Il n'est prévu qu'aucune espèce menacée ou en danger de disparition au niveau provincial ou fédéral ou aucune espèce de mammifère, de reptile ou d'amphibien d'intérêt ne sera présente dans la zone d'étude. En ce qui concerne le corridor proposé pour le pipeline, plusieurs espèces d'oiseau en péril ont été observées à l'intérieur de la zone d'étude et peuvent habiter des parties de l'emprise préférée. Toutefois, l'emprise préférée ne contient pas d'habitat limité ou essentiel pour une espèce d'oiseau en péril. La tortue de bois qui a été désignée comme une espèce dont la situation est préoccupante pourrait être observée pendant l'aménagement de la région de gestion des déchets solides et du pipeline. Le rapport indique que les tortues de bois présentes pendant les travaux de défrichage ou de construction seront déménagées de la zone de travail et placées dans la forêt près d'un cours d'eau.

Deux plantes rares ont été enregistrées à moins de 5 km de la région de gestion des déchets solides. Le rapport indique qu'il est peu probable que ces espèces soient présentes dans la zone du Projet. Toutefois, une étude sur place sera effectuée avant les travaux de défrichage pour déterminer si une espèce en péril est présente ou non. Des mesures d'atténuation seront recommandées et soumises aux agences responsables.

Selon le rapport, il est peu probable que le Projet ait des effets environnementaux négatifs importants.

Effets sur l'habitat du poisson

Le tracé proposé du pipeline peut avoir des effets sur le ruisseau Bean, le ruisseau Beyea et la rivière Little. La construction de la région de gestion des déchets solides peut également avoir des effets sur le ruisseau du lac Shannons et le tributaire. De plus, le lac Spruce et le lac Musquash pourraient être touchés par la quantité d'eau accrue requise pour le Projet.

La principale préoccupation pendant la construction du pipeline proposé et l'aménagement de la région de gestion des déchets solides est le déversement possible non contrôlé des sédiments dans les cours d'eau. Ces déversements non contrôlés pourraient endommager l'habitat du poisson et des déversements excessifs pourraient causer des mortalités.

Selon le rapport, le risque d'impact continu de l'érosion et de la sédimentation sur l'habitat du poisson pourrait être grandement réduit à l'aide du forage horizontal dirigé pour traverser tous les cours d'eau pendant la construction du pipeline. Cette technique comprend l'installation d'équipement de forage à au moins 30 m du cours d'eau et la récupération du trépan à au moins 30 m de l'autre côté. Cette méthode permet d'éviter pratiquement le contact avec le cours d'eau. S'il est impossible d'utiliser le forage horizontal dirigé, le rapport précise qu'une autre méthode acceptée par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux sera utilisée.

La construction du pipeline exige également l'exécution d'épreuves hydrostatiques afin d'assurer l'intégrité du pipeline. Selon le rapport, la construction pourrait avoir des effets négatifs sur les populations de poissons si l'eau nécessaire à ces épreuves est obtenue de petits cours d'eau ou si elle est évacuée dans des endroits inappropriés. Selon le rapport, la probabilité d'un tel impact pourrait être réduite considérablement si on utilise l'eau des approvisionnements en eau municipal et si on la retourne à un système industriel ou municipal de traitement de l'eau.

Le rapport indique que la mise en œuvre de méthodes de construction adéquates et la formation de la main-d'œuvre réduiraient les effets néfastes que le Projet pourrait avoir sur l'habitat du poisson. Il recommande également la conception et la mise en œuvre d'un programme de surveillance pour assurer le bon fonctionnement des mesures de contrôle de la sédimentation et de l'érosion.

Le rapport souligne que l'intégrité du pipeline actuel a été confirmée par une inspection et une évaluation effectuées par des experts. Aucun effet négatif possible sur l'habitat du poisson ou la qualité de l'eau n'a été déterminé pendant l'exploitation du pipeline. Toutefois, le volume de matériaux entreposés dans la région de gestion des déchets solides proposée augmentera pendant la durée de vie utile du Projet. Ainsi, les écoulements de surface et la contamination de l'eau souterraine peuvent présenter une situation préoccupante.

La région de gestion des déchets solides proposée occupera environ 2,8 % (une cellule) ou 11 % (toutes les cellules) de la zone totale du bassin hydrographique du ruisseau du lac Shannons. L'écoulement direct possible sera contrôlé à l'aide d'un programme de remise en végétation progressive pour minimiser la libération potentielle de polluants. Selon l'étude de l'eau de surface, on prévoit que le taux d'écoulement vers les cours d'eau pourrait augmenter en raison de l'accroissement des pentes de la région de gestion des déchets solides et de la faible perméabilité du sol de couverture. Selon la proportion de la zone touchée par rapport à la zone totale du bassin hydrographique, le rapport indique que ces augmentations ne seront probablement pas importantes.

La principale source de contamination possible des eaux réceptrices de l'installation est la contamination des eaux souterraines. Pour cette analyse, la chimie du lixiviat pour la région de gestion des déchets solides proposée a été obtenue des dossiers d'Énergie NB à la Centrale de Dalhousie. L'étude sur l'eau souterraine a révélé que dans le cas de la plupart des produits chimiques indiqués, les concentrations possibles dans le

ruisseau seront bien en-deça des « Lignes de conduite pour la protection de la vie aquatique » établies par le Conseil canadien des ministres de l'Environnement.

Selon le rapport, l'effet sur la qualité de l'eau (température de l'eau, croissance d'algues et turbidité) devrait être négligeable. Le rabattement accru dans le lac Spruce et les réservoirs de Musquash dû à une utilisation d'une quantité d'eau accrue par la Centrale de Coleson Cove devrait avoir un effet négligeable sur l'écologie du rivage. Le rapport indique donc que le rabattement supplémentaire n'influencera pas le frai au printemps des espèces de poisson comme l'achigan.

Selon le rapport, compte tenu des mesures d'atténuation décrites ci-dessus, et grâce à une surveillance adéquate, il est peu probable que le Projet ait des effets néfastes sur le poisson et son habitat.

Effets sur les milieux humides

La nouvelle section proposée du tracé du pipeline passe près de quatre milieux humides, mais aucun effet n'est prévu. Comme il est indiqué, l'étude a révélé que les terres humides ou les cours d'eau présents seront traversés à l'aide d'une méthode de forage dirigé horizontal. Des essais hydrostatiques utilisant les sources municipales d'approvisionnement en eau et les installations de traitement municipales seront effectués. Si d'autres solutions sont proposées, une quantité suffisante de données sera recueillie et on obtiendra les permis nécessaires avant la construction.

La région de gestion des déchets solides est également située près de quatre terres humides. Deux milieux humides sont éloignés de la zone de désignation et ne seront pas directement touchés. Une zone a été créée par l'interférence de drainage pendant la construction de la canalisation d'approvisionnement en eau actuelle, dont une superficie de 0,01 ha est situé dans les limites de la région de gestion des déchets solides. Le rapport révèle que cette terre humide, qui pourrait subir des effets, n'offre pas un habitat en milieu humide important.

Les autres terres humides, la terre humide du lac Shannons, est un marais profond et un marécage d'arbustes dense formé par les activités des castors et mesurant environ 2,9 ha. Énergie NB a affirmé que le Projet ne touchera pas cette terre humide.

Effets sur le marais Saints Rest

Le marais Saints Rest, traversé par le pipeline actuel, qui s'étend de la raffinerie Irving à la Centrale de Coleson Cove, a été désigné terre humide importante en raison du nombre et de la variété des fonctions d'habitat qu'il exerce. Le rapport révèle que ce marais continue d'exercer ces fonctions malgré les nombreuses activités qui ont été entreprises à l'intérieur et à proximité de ses limites. Les perturbations précédentes comprennent la construction et l'exploitation des ouvrages suivants : une installation de traitement des eaux usées, des routes, un pipeline de gaz naturel, un pipeline de mazout et des travaux d'expansion urbains.

Tout déversement accidentel de produits pétroliers pourrait avoir des répercussions graves. Le rapport révèle que l'intégrité du pipeline sera maintenue grâce à un programme amélioré de surveillance et à des activités d'entretien préventif. Une analyse récente effectuée par un expert du pipeline révèle que le programme d'assainissement d'Irving Oil pour le pipeline actuel de Lorneville respecte et souvent dépasse les normes de l'industrie des pipelines pour les installations de service. Pour les travaux de réparation effectués à moins de 30 m du marais Saints Rest, il faudra obtenir un permis de modification d'un cours d'eau qui pourrait nécessiter un plan de protection environnementale pour ce site. Les récents essais et l'évaluation du pipeline révèlent qu'il ne sera pas nécessaire d'effectuer des travaux de réparation au cours des cinq prochaines années, sauf les travaux de réparation visant à accroître les mesures de protection cathodique. Toutefois, ces travaux ne comportent pas d'intrusion physique. Le rapport indique qu'un plan de désaffectation sera dressé après consultation auprès de la Commission des entreprises de service public et d'autres agences de réglementation.

Selon le rapport, les effets pouvant être causés par la construction seront localisés et de courte durée. Aucun effet résiduel négatif n'est probable, grâce à la mise en œuvre des mesures d'atténuation précisées.

Le pipeline d'Orimulsion® proposé sera exploité et entretenu par le propriétaire conformément aux normes approuvées de l'industrie et au permis d'exploitation délivré par le ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie. L'intégrité du pipeline sera surveillée régulièrement ainsi que celle de la région de gestion des déchets solides. Ces programmes de surveillance contribueront à prévenir les incidents accidentels. Selon le rapport, aucun effet possible n'a été précisé pendant la phase d'exploitation du Projet.

Si les mesures d'atténuation décrites sont appliquées et qu'un programme de surveillance adéquat est mis sur pied, le Projet n'aura probablement aucun effet négatif important sur les terres humides.

Effets sur l'approvisionnement en eau

La centrale remise à neuf aura besoin d'une quantité supplémentaire de 4 320 m3/jour d'eau douce, comparativement à la quantité actuelle de 3 456 m3/jour (pour une quantité totale d'eau de 7 776 m3/jour pendant la remise à neuf). La ville de Saint-Jean exploite le réseau du lac Spruce qui est augmentée par l'eau provenant du réseau Musquash au besoin. L'augmentation proposée de la quantité d'eau nécessaire exigera 0,5 million m^3 ou quatre jours de pompage supplémentaires du réseau Musquash. Le rabattement maximum actuel de la principale source d'eau dans le réseau Musquash est d'environ 3,5 m. Le volume d'eau accru exigé pour le Projet pourrait occasionner un rabattement supplémentaire de 0,07 m. Le rapport révèle que cette situation n'aurait pas d'effet mesurable sur l'habitat du poisson. L'étude concernant l'eau douce a révélé que le système peut facilement répondre à la demande accrue et que la demande totale est inférieure au rabattement maximum historique.

Effets sur l'eau de surface et l'eau souterraine

Le rapport révèle que la probabilité des effets sur les puits est faible. Selon les observations faites lors de la construction de la canalisation municipale dans la ville de Saint-Jean, il est toujours nécessaire de procéder au dynamitage dans le sous-sol rocheux. Les stratégies d'atténuation utilisées pour les projets précédents (pipeline principal de Maritime and Northeast et Projet de pipeline secondaire de Saint-Jean – portion rurale) ont permis de protéger les puits pendant le dynamitage et les conditions de déshydratation. Selon le rapport, Irving Oil Limited a assuré à Énergie NB qu'elle intégrera la protection des approvisionnements en eau, privés et municipaux, à sa planification du nouveau pipeline, comme elle l'a fait avec succès pour d'autres projets de pipeline récents. Aucun effet environnemental négatif important n'est prévu.

SANTÉ ET SÉCURITÉ HUMAINES

Le rapport précise que la remise à neuf de la Centrale de Coleson Cove peut interagir avec la communauté environnante en raison des nouveaux régimes d'émissions atmosphériques pendant les opérations. Les émissions de la cheminée de la combustion de combustibles choisis ou de mélanges de combustibles provenant de la Centrale de Coleson Cove seront dispersées dans le bassin atmosphérique près de la centrale. Ces émissions peuvent également être déposées sur la surface de la terre (sol, végétation ou cours d'eau). De plus, le bruit et la congestion liée à la circulation pendant la construction et les opérations pourraient avoir des effets. Pendant cette période, les travailleurs du Projet pourraient être exposés aux risques et aux dangers du milieu de travail susceptibles de nuire à leur santé et à leur sécurité.

Préoccupations concernant la santé de la communauté

Évaluation des risques pour la santé humaine

Aux fins de cette étude d'impact, une *évaluation des risques à voies multiples pour la santé humaine* de la Centrale de Coleson Cove a été entreprise. Cette évaluation des risques a prédit les risques pour la santé humaine que peut représenter l'exposition directe et indirecte aux émissions selon les solutions de rechange pour le Projet : les conditions actuelles, la conversion proposée à l'Orimulsion® et l'utilisation du gaz naturel.

Selon le rapport, l'évaluation des risques pour la santé présume que la centrale fonctionne 24 heures par jour, 365 jours par année à une capacité maximale (Scénario de puissance élevée). Cette façon de procéder est intentionnelle parce qu'on veut s'assurer que les risques pour la santé sont surestimés et que les résultats obtenus permettent de protéger la santé. Les conditions réelles d'exploitation sont beaucoup plus faibles en raison de la variabilité des besoins énergétiques du réseau et des activités d'entretien périodiques. Le processus d'évaluation des risques permet d'intégrer un nombre supplémentaire de facteurs de sécurité et de faire des estimations en fonction des capacités maximales.

Les estimations des risques cancérogènes potentiels (c.-à-d., le risque d'être atteint du cancer) et des risques non cancérogènes (c.-à-d. la probabilité que des effets toxiques sur la santé autres que le cancer se présentent) ont été établies et présentées pour plusieurs types d'exposition aux émissions de la centrale. Les prévisions des concentrations moyennes annuelles de SO_2, de NO_x et de particules inhalables ont été comparées aux niveaux mesurés à Saint-Jean et aux normes du gouvernement.

La directive pour l'évaluation des risques exige que les risques soient évalués pour trois groupes de personnes (résidents, pêcheurs et agriculteurs) qui habitent ou non dans la zone d'étude. Une telle démarche est nécessaire afin d'évaluer tous les effets possibles des émissions de la centrale sur la santé humaine. Les cinq groupes de personnes ou « récepteurs » suivants ont été identifiés comme des sujets de l'étude :

- Résident qui habite dans la zone résidentielle hypothétique la plus touchée par la centrale;
- Résident qui habite dans la ville de Saint-Jean;
- Résident s'adonnant à la pêche récréative qui habite dans la zone résidentielle hypothétique la plus touchée;
- Résident s'adonnant à la pêche récréative qui habite dans la ville de Saint-Jean;
- Agriculteur qui vit dans une ferme et qui est le plus touché.

Pour chaque récepteur, les adultes et les enfants ont été évalués séparément. Il a été présumé que chaque récepteur pouvait être exposé aux risques par diverses voies de pénétration directes (inhalation des émissions atmosphériques de la centrale) et indirectes (consommation de produits alimentaires ou d'eau exposés aux émissions de la centrale).

Une évaluation des risques a été effectuée à l'aide de la méthode à quatre étapes établie par le National Research Council de la US National Academy of Sciences et utilisée couramment par les agences canadiennes de réglementation. Les quatre étapes sont les suivantes : détermination des dangers, évaluation de la toxicité, évaluation du degré d'exposition et caractérisation des risques.

Évaluation des effets

Effets sur la santé humaine

Dans tous les cas, le rapport précise qu'il est assez certain que le Projet de remise à neuf n'aura aucun effet négatif sur la santé humaine. Le rapport conclut que les risques cancérogènes et non cancérogènes estimés par

l'évaluation des risques pour les trois scénarios relatifs au combustible sont tellement faibles qu'il est impossible de les mesurer et de les distinguer. Par exemple, l'évaluation des risques indique que 0,03 cas de cancer par 100 000 habitants seraient prévus selon les conditions actuelles du scénario de l'utilisation du mazout n° 6. Ce chiffre est réduit à 0,006 cas par 100 000 habitants pour le Projet de remise à neuf et la conversion à l'Orimulsion®; et il est réduit de nouveau à 0,0003 cas par 100 000 habitants pour le scénario du gaz naturel. Ainsi, ces effets ne pourraient même pas causer un seul cas supplémentaire de cancer à Saint-Jean sur une période de 30 ans. Pour les cas non cancérogènes, l'indice de risque de tous les scénarios est inférieur à un. L'évaluation de la santé a révélé que si les expositions de fond sont cinq fois plus élevées que les expositions présumées de la centrale, l'indice de risque serait encore inférieur à un. L'étude révèle que tous les scénarios d'exploitation ont été fondés sur le scénario du pire cas, celui de la charge élevée.

Le remplacement du mazout n° 6 par l'Orimulsion® donnerait une autre marge de sécurité de 166 fois comparativement à 33 fois dans le cas actuel. Ainsi, toute incertitude inhérente à l'évaluation des risques serait réduite davantage. Même si la réduction du risque de cancer prévu à 0,003 cas par 100 000 habitants, selon le scénario du gaz naturel, peut augmenter la marge de sécurité, le rapport explique que cette réduction supplémentaire des risques ne se traduit pas par un accroissement proportionnel des avantages, car le résultat est déjà bien en-deça du taux maximum prévu dans la réglementation.

Le rapport précise que la Centrale de Coleson Cove n'est pas une source importante de concentrations dans l'air ambiant de SO_2, NO_x, PM_{10} ou $PM_{2,5}$ dans la ville de Saint-Jean. Elle ne le serait pas non plus davantage si le Projet de remise à neuf était entrepris. Selon le rapport, la centrale contribue moins de 0,15 % des concentrations actuelles de PM_{10} et $PM_{2,5}$ dans la ville de Saint-Jean. Ni les concentrations estimées des polluants rejetés par la centrale ni les concentrations ambiantes attribuables principalement à des sources autres que la centrale ne dépassent les normes établies pour protéger la santé humaine. Il a été déterminé que les concentrations dans l'air ambiant étaient de deux à sept fois inférieures aux taux maximums établis par le gouvernement. Si le Projet de remise à neuf est réalisé, la contribution de la centrale aux concentrations dans la ville de Saint-Jean diminuera. Par conséquent, les concentrations dans l'air ambiant dans la ville de Saint-Jean diminueront également si celles attribuables aux autres sources n'augmentent pas. Selon le rapport, la réduction estimée des concentrations de contaminants courants doit être considérée comme un avantage sur le plan de la santé.

En outre, une caractérisation relative des risques a été entreprise relativement à l'état de santé des personnes qui habitent dans la zone d'étude. Les recherches scientifiques récentes indiquant une corrélation entre la pollution atmosphérique et les maladies cardiorespiratoires ont été analysées et évaluées. Les études précédentes indiquaient que le cancer du poumon et le taux d'utilisation du tabac sont élevés à Saint-Jean, mais que le nombre de cas d'asthme n'est pas plus élevé dans la ville. Presque tous les autres cas de cancer étaient aussi élevés, mais aucun lien n'a pu être établi dans le cas de la pollution atmosphérique. Le taux des autres cas de maladies respiratoires n'était pas constant. Même s'il est raisonnable de supposer que certains symptômes liés à l'asthme et aux maladies cardiorespiratoires sont causés par la pollution de l'air, ces maladies ont de multiples causes. Les sources internes sont considérées comme des facteurs plus importants du nombre accru de cas d'asthme. Plus précisément, les chercheurs dans le domaine de l'asthme pensent que l'exposition à des allergènes spécifiques, notamment ceux qui sont associés aux pollens, aux champignons, aux acariens détritiqoles, aux particules animales et à la fumée de tabac ambiante, est la principale cause de l'asthme.

En résumé, l'évaluation a révélé que les études effectuées à Saint-Jean fournissent peu d'éléments qui démontrent une corrélation entre la pollution atmosphérique par des particules et les résultats néfastes pour la santé. Les conclusions des études à Saint-Jean indiquent que l'ozone, le SO_2, les champignons et l'usage du tabac peuvent causer des maladies cardiaques et des maladies respiratoires. D'autres études effectuées au Canada et aux États-Unis toutefois ont révélé un lien probable entre la pollution atmosphérique et les effets cardiorespiratoires néfastes. Ces études constituent la base des nouvelles normes pancanadiennes et américaines relatives au $PM_{2,5}$. Le rapport indique que la diminution des émissions de la totalité ou d'une partie des contaminants atmosphériques pourrait avoir des avantages pour la santé.

Effets du bruit

Le Nouveau-Brunswick n'a pas établi un objectif officiel relatif à un seuil de niveau de bruit. Toutefois, divers organismes ont des lignes directrices concernant les niveaux de bruit causés par le trafic qui indiquent que des mesures d'atténuation devraient être envisagées. Les lignes directrices de la SCHL recommandent 55 dBA à l'extérieur du logement sans isolant adéquat. Le dBA est utilisé couramment pour mesurer le son et établit un rapprochement avec la réaction de l'oreille humaine aux fréquences sonores.

Le rapport précise que la circulation du matériel et des travailleurs pendant la construction créera du bruit le long du chemin King William et pourrait avoir des effets sur des zones sensibles au bruit dans les régions immédiates. Ce type de bruit a été considéré comme étant de courte durée. Le trafic ordinaire à destination et en provenance de Coleson Cove pour l'exploitation à long terme de l'installation causera aussi du bruit. L'oreille humaine peut à peine percevoir un changement de 2 à 3 dBA dans les niveaux de bruit. La modélisation effectuée dans plusieurs zones sensibles au bruit dans la ville prévoit des niveaux de bruit qui seront bien en-deça des niveaux de bruit ambiants mesurés de 2 dBA.

Étant donné que les normes actuelles exigent que le nouvel équipement (pompes et moteurs) n'émettent pas plus de 85 dBA à 1 mètre et pas plus de 52 dBA à 50 mètres, le rapport précise que le bruit des opérations de la Centrale de Coleson Cove remise à neuf sera moins élevé que le bruit actuel. Grâce à cette norme (*Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail*) et à d'autres mesures d'atténuation du bruit comme les chicanes d'isolation et le tamponnage, le bruit de la centrale correspondra aux niveaux ambiants.

Les résidences les plus près de la construction du pipeline seront situées à environ 30 mètres. Le rapport précise que IOL a avisé Énergie NB que ses activités de construction seront effectuées sur une semaine de cinq jours. Toutefois, parfois il faudra peut-être faire une semaine de six jours de travail. Comme il a déjà été indiqué, la construction du pipeline devrait être de courte durée et sera planifiée pour limiter au minimum les effets du bruit.

Santé et sécurité des travailleurs

Comme il a déjà été mentionné, les travailleurs du Projet pourraient être exposés à des risques et à des dangers dans le milieu de travail susceptibles de nuire à leur santé et à leur sécurité. Énergie NB soutient que la sécurité du travailleur pendant la construction et l'exploitation sera assurée par le respect des exigences de diverses normes, y compris la *Loi sur les normes d'emploi du Nouveau-Brunswick*, la *Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail* du Nouveau-Brunswick et les règlements et la mise sur pied d'un programme de santé et de sécurité avant la construction. Ce programme définira les responsabilités de l'employeur, des entrepreneurs et des employés sur place. Il indiquera les attentes particulières relativement au leadership en matière de sécurité, au comité mixte d'hygiène et de sécurité, aux réunions de contrôle des pertes, aux exigences relatives à la formation en matière de sécurité, aux inspections et aux vérifications prévues et à l'analyse des incidents. L'hygiène industrielle, la communication et les autres éléments que l'on trouve dans un système global de gestion de la sécurité seront intégrés au programme.
Santé et sécurité de la Société maintiendra une fonction de vérification pour assurer la conformité au programme pendant la durée du Projet. Pendant le Projet, une liaison étroite sera entretenue avec le personnel de sécurité sur place et la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail du Nouveau-Brunswick. Le plan d'intervention d'urgence de Coleson Cove et le guide actuels seront mis à jour et modifiés pour assurer une intervention dans toute situation d'urgence impliquant la Centrale de Coleson Cove remise à neuf.

TRANSPORT

Transport actuel

La route 1 offre un accès d'est en ouest à travers la ville et est la principale voie d'accès à de nombreuses zones industrielles et commerciales de la ville, y compris le centre-ville. Le trafic lié au Projet utilisera les sections suivantes des routes actuelles :

- Route 1 (quatre voies, à chaussées séparées) entre l'échangeur de Market Place et l'échangeur de la route 7.
- Route 1 entre la route 7 et le chemin King William (deux voies).
- Route 7 (quatre voies, chaussées séparées) entre l'échangeur de la route 177 et l'échangeur de la route 1.
- Le chemin King William entre la route 1 et le chemin Lorneville.
- Le chemin King William entre le chemin Lorneville et la Centrale de Coleson Cove.
- Market Place (deux voies) entre la route 1 et les terminaux du port de Saint-Jean-Ouest.
- Le chemin Red Head de la promenade Bayside aux limites de la ville de Saint-Jean (pour la construction du pipeline).

Les tronçons de l'autoroute touchés par le Projet sont construits selon de hautes normes géographiques. Ils peuvent supporter des masses de véhicules brutes de 62 500 kg et ne sont pas assujetties à des restrictions de poids au printemps. La qualité de l'asphalte sur les routes 1 et 7 est très bonne. Les observations visuelles du chemin King William et de Market Place révèlent un état de la surface allant d'acceptable à très bon. Les niveaux actuels de service pour les tronçons de route indiqués ci-dessus varient de bons à excellents. La plupart des accidents sont survenus sur le tronçon routier à deux voies de la route 1 près de St. Stephen. Le taux d'accident actuel près de la zone d'étude ne laisse prévoir aucun risque inhabituellement élevé pour la sécurité.

La route Red Head de la promenade Bayside aux limites de la ville de Saint-Jean est désignée comme une route pour camions dans les arrêtés municipaux. Ce chemin est également désigné route collectrice pour assurer la mobilité de la circulation et l'accès au terrain.

Évaluation des effets

Effets du trafic accru

Pendant la phase de la construction, il y aura chaque jour sur le site, environ 1 679 arrivées ou départs de véhicules à passagers, dont 50 seront des camions. Le rapport précise que la forte demande créée par les travailleurs de la construction se rendant à la Centrale de Coleson Cove à partir de Saint-Jean pendant les heures de pointe le matin causera des retards importants inacceptables, les voitures devant attendre pour effectuer un virage à gauche à partir de la bretelle de sortie de la route 1 sur le chemin King William. Selon le rapport, cette situation pourrait engorger les voies en direction ouest de la route 1, ce qui créerait un risque pour la sécurité. Le rapport recommande que pendant la construction, des dispositifs de signalisation soient installés à l'intersection de la bretelle en direction ouest de la route 1 et du chemin King William pour répondre au débit de pointe. La signalisation permettra une phase de virage à gauche distincte pour les travailleurs de construction qui arrivent au chantier en même temps. Aucun autre risque pour la sécurité n'est lié à la construction dans la zone d'étude. Le rapport précise que tous les segments de la route devraient pouvoir accueillir le trafic accru, y compris la circulation des camions.

Comme il est indiqué, la construction du pipeline devrait être de courte durée, la circulation étant concentrée surtout le long du corridor du pipeline. Le rapport précise que les lotissements seront évités pendant la construction, puisque le nombre d'accès à partir d'autres points est suffisant. Il est donc peu probable que le Projet ait un impact important sur la capacité, le niveau de service ou la sécurité sur le chemin Red Head.

Dès que la centrale sera en service, on estime à 261 la moyenne de véhicules en provenance et à destination de la Centrale de Coleson Cove tous les jours, dont 144 seraient des camions. La route proposée pour le transport des matériaux entre la Centrale de Coleson Cove et le port de Saint-Jean-Ouest traverse le parc industriel jusqu'à la route 1, évitant les zones résidentielles. Le rapport précise que dès que les travaux de remise à neuf seront terminés, aucun autre effet important sur les niveaux de service, la sécurité ou l'infrastructure n'est prévu grâce aux opérations améliorées de la Centrale de Coleson Cove.

ÉCONOMIE ET CULTURE

L'emploi et les activités économiques créés par le projet ont des retombées positives sur les résidents de la région locale, les syndicats provinciaux, l'industrie de la construction, la communauté des affaires et la province du Nouveau-Brunswick. Une activité économique sera générée par les dépenses non liées à la main-d'œuvre pour l'équipement, les matériaux et les services qui seront nécessaires pendant la construction. La construction pourrait aussi entraîner la perte de ressources historiques.

Milieu socio-économique actuel

La région métropolitaine de recensement de Saint-Jean est le plus important centre urbain au Nouveau-Brunswick. C'est un centre commercial régional pour les activités de détail et de gros, qui dessert une zone de marché d'un rayon d'environ 50 milles où habitent environ 140 000 personnes. Cette région contribue environ 33 % du produit intérieur brut total de la province. L'achèvement récent du projet de la raffinerie de pétrole a été suivie d'importantes mises à pied des employés syndiqués locaux, qui selon Statistique Canada, ont contribué à un taux de chômage à Saint-Jean de 8,7 % au mois d'août 2001, soit une augmentation par rapport à 7,7 % en août 2000. Le nombre de travailleurs de la construction sans emploi à l'échelle de la province a augmenté à une moyenne de 8 000 au mois d'août 2001, un niveau de 9 700 ayant été atteint en mars 2001.

Tous les éléments physiques du projet sont situés dans les limites administratives de la ville de Saint-Jean.

Ressources archéologiques et patrimoniales

Le milieu archéologique et patrimonial (Empreinte du projet) comprend l'emprise du pipeline, la Centrale de Coleson Cove, le lieu d'enfouissement sanitaire proposé, le parc de stockage proposé à Canaport, deux stations auxiliaires, des aires de travail temporaires, un lieu de stockage du gypse sur l'emplacement de la Coleson Cove et des paysages culturels adjacents. Les ressources patrimoniales désignées à l'échelle municipale, provinciale et fédérale ont été la cible de cette évaluation. L'EIE a également examiné les prévisions des ressources archéologiques en identifiant les zones dont le potentiel de ces ressources est élevé.

Évaluation des effets

Création d'emplois et retombées économiques

Le Projet devrait générer des emplois directs et indirects, et des achats de matériel, de matériaux et de services au Nouveau-Brunswick. Le rapport précise que le total d'emplois directs créés durant la phase de la construction devrait être de 2 150 années-personne au cours de la période de trois ans. Ces emplois directs généreront aussi 3 440 années-personne induites et indirectes d'emploi. Le revenu total direct versé à tous ceux qui travailleront sur le Projet a été estimé à 230 millions de dollars; ce montant générera une autre somme de 92 millions de dollars sous forme de revenus de main-d'œuvre prévus. On estime que la majeure partie de la main-d'œuvre du Projet proviendra de la région de Saint-Jean, le reste provenant d'autres régions du Nouveau-Brunswick et du Canada.

Les opérations actuelles de la Centrale de Coleson Cove exigent 99 employés. L'emploi net créé par le Projet comprend l'ajout de quatre employés pendant les 12 premières années, ainsi qu'un effectif total de 103 employés au cours des 13 autres années d'exploitation. La centrale connaîtra une légère augmentation des besoins pendant les travaux annuels d'entretien. Au total, la Centrale de Coleson Cove créera 1 387 années-personne d'emploi direct net et 270 autres années-personne d'emploi indirect, pendant sa durée de vie utile de 25 ans. Les emplois directs nets découlant des opérations pendant la durée de vie utile de la Centrale de Coleson Cove devraient être d'une valeur de 93 millions de dollars, ce qui devrait avoir des retombées d'une valeur de 37 millions de dollars en revenus indirects dans la province. De plus, le transport par camions du calcaire, du gypse et des cendres ajoutera 398 années-personne en emploi direct et 143 années-personne en emploi indirect. Le rapport précise que la région devrait pouvoir répondre aux besoins en main-d'œuvre du Projet, vu la main-d'œuvre disponible depuis l'achèvement de l'amélioration de la raffinerie de pétrole, de l'autoroute de Fredericton à Moncton et du pipeline de gaz naturel.

Le total des retombées des dépenses directes et indirectes sur l'économie provinciale devrait se chiffrer à 264 millions de dollars.

Effets économiques des déversements de combustible éventuels

La valeur estimative des activités aquacoles et traditionnelles dans la baie de Fundy est d'environ 450 millions de dollars par année. Cette industrie procure plus de 2 000 emplois directs et 1 600 emplois indirects dans la région de l'Atlantique. Plus de 90 % de ces emplois sont dans des collectivités rurales et côtières. L'aquaculture représente maintenant 23 % de la valeur totale de tout le poisson fourni au niveau de la récolte dans la zone de pêche Scotia-Fundy. Au Nouveau-Brunswick, presque toute la valeur de la production aquacole provient du saumon de l'Atlantique dans la baie de Fundy. En 1999, les ventes estimatives du saumon d'élevage étaient de 150 millions de dollars. Les huîtres et les moules constituent le reste de la production.

Le rapport précise que les conséquences et la probabilité d'un déversement d'Orimulsion® sont beaucoup plus faibles que dans le cas du mazout n° 6. Par conséquent, le risque économique des déversements d'Orimulsion® pour l'aquaculture et les pêches traditionnelles dans la baie de Fundy sont beaucoup moins importants que les risques actuels du mazout n° 6. Un certain nombre de mesures de prévention et d'outils de gestion des risques seront utilisés pour réduire les risques du transport de l'Orimulsion® dans le port de Saint-Jean.

Effets sur l'utilisation des terres et zonage

Le seul nouveau élément du Projet est le pipeline de Canaport à la promenade Bayside. En général, le tracé conceptuel préféré pour ce pipeline suit les emprises actuelles et l'infrastructure industrielle et sera conforme aux restrictions relatives à l'utilisation des terres et au zonage.

Effets sur les ressources archéologiques et patrimoniales

Même si certaines activités de construction sont liées au nouveau pipeline et aux installations auxiliaires, aucune ressource connue n'est identifiée dans l'empreinte du Projet. En fait, le rapport précise que les ressources connues ont été évitées pendant le tracé. Les travaux archéologiques sur le terrain avant la construction toutefois pourraient désigner des zones qui justifient une étude plus poussée ou des mesures d'atténuation. Environ 6 000 ouvrages patrimoniaux se trouvent dans la zone d'étude. Selon la conception du Projet, on ne prévoit aucun effet sur ces ouvrages patrimoniaux; le Projet ne devrait donc avoir aucun effet environnemental sur ces ressources.

Des ressources archéologiques et patrimoniales inconnues pourraient être identifiées pendant la construction, l'exploitation, l'entretien et la désaffectation du Projet, surtout dans les secteurs où le potentiel de ressources

archéologiques est élevé. Les secteurs qui présentent un potentiel élevé de ressources patrimoniales traversent l'empreinte du Projet aux endroits suivants :

- Montagne Red Head (Environ 1 km). Cette zone est située sur le versant et le sommet de la montagne Red Head, le point le plus élevé dans la région.

- Canaport (Environ 2 km). Cette zone englobe la côte de la région de la baie Mispec, de Mispec Point et d'Anthony's Cove. Le tracé préféré pour le pipeline proposé commence ici.

- Terre humide du marais Red Head (Environ 2 km). L'emprise borde l'extrémité est du marais Red Head.

- De la promenade Bayside à Simms Corner (Environ 11 km). La superficie occupée par le Projet à partir de la promenade Bayside jusqu'à Simms Corner a été déterminée en fonction de la présence des ressources connues dans la zone générale et le potentiel d'autres sources liées aux établissements historiques et préeuropéens dans la ville de Saint-Jean.

- Zone du marais Saints Rest et du havre Lorneville (Environ 3 km). La superficie occupée par le Projet borde la limite nord du marais Saints Rest.

- Coleson Cove (Environ 1 km). Cette zone s'étend du littoral à la Centrale de Coleson Cove à environ 1 km à l'intérieur. Il a été déterminé qu'elle présente un potentiel élevé de récupération de ressources archéologiques en raison de sa proximité des ressources littorales.

Le rapport recommande la surveillance archéologique des activités de la construction, si l'enquête avant la construction (étude sur le terrain) identifie des ressources dans les régions de potentiel élevé. Il recommande également qu'Énergie NB établisse un protocole en consultation avec les agences de réglementation, en cas de découverte d'une ressource archéologique ou patrimoniale. Le protocole dicterait le plan d'action à suivre pour atténuer les effets possibles sur la ressource.

Selon le rapport, la possibilité que l'expansion de la région de gestion des déchets solides ait des effets sur une ressource archéologique est très faible. Toutefois, les trois solutions de rechange pour le tracé du pipeline présentent des régions d'un potentiel élevé de ressources archéologiques ou historiques.

EFFETS DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES SUR LA CENTRALE DE COLESON COVE

La Centrale de Coleson Cove est influencée par l'environnement où elle est située. Pendant sa durée de vie utile, les changements climatiques mondiaux pourraient influer sur les régimes météorologiques dans la zone d'étude. Les scientifiques sont généralement d'avis que la variabilité des conditions météorologiques causée par les changements climatiques a augmenté et que l'on peut prévoir un plus grand nombre d'événements météorologiques extrêmes. La gravité des tempêtes peut augmenter, des précipitations extrêmes peuvent se produire et le bilan hydrologique peut être affecté. Ainsi, la Centrale de Coleson Cove peut être influencée par le vent, la neige, la glace, l'embrun salé et les influences marines. Ces effets environnementaux et autres peuvent causer des pannes de courant, des perturbations de l'exploitation ou des dommages de structure. De courtes interruptions de la livraison du combustible transporté par navires peuvent également se produire.

Conditions prévisibles

Selon le Centre canadien de modélisation et d'analyse climatique, le Service de l'environnement atmosphérique, Environnement Canada, les changements climatiques naturels de la baie de Fundy comprennent les éléments suivants :

- Augmentation de la température moyenne annuelle de 1 à 2 °C, avec différences saisonnières et régionales.

- Augmentation des précipitations moyennes annuelles à environ 5 mm par jour. Les inondations et la pluie verglaçante, comme la tempête de verglas qui a frappé le Québec et des parties de l'Ontario et des Maritimes en janvier 1998, sont les principales menaces découlant des changements pluviométriques.

- Augmentation du niveau moyen de la mer de 9 à 88 cm d'ici l'an 2100, les prévisions démontrant avec un certain degré de certitude qu'une augmentation moyenne de 50 cm se produira. Cette situation intensifiera la fréquence et la gravité des ondes de tempête. Le ministère des Ressources naturelles du Canada a classé de modéré à élevé le degré de sensibilité relatif à l'élévation du niveau de la mer dans le cas du littoral de la baie de Fundy au Nouveau-Brunswick.

Évaluation des effets

Le rapport précise que les changements climatiques pourraient avoir des effets sur les phases d'exploitation, de fermeture et d'urgence de la Centrale de Coleson Cove en raison des changements du niveau d'eau dans le milieu marin. La hausse du niveau de la mer et la fréquence des tempêtes peuvent avoir des effets sur la livraison du combustible. Toutefois, vu les installations de stockage qui sont disponibles à Canaport et à la centrale, le rapport précise que ces effets seraient de courte durée et probablement peu importants.

Le rapport précise que les précipitations annuelles moyennes dans les bassins hydrographiques du lac Spruce et du lac Musquash (Approvisionnement en eau de Saint-Jean) ne diminueront pas. Elles risquent même d'augmenter. Conséquemment, la capacité des réservoirs d'atteindre leur capacité maximale d'ici le début des mois d'été demeurera inchangée ou pourrait augmenter. Pour ce qui est des effets des taux d'évaporation en été sur les niveaux des réservoirs, l'augmentation prévue de 20 % n'est pas jugée suffisante pour éliminer ce qui est normalement disponible dans le réservoir Loch Alva (partie du réseau de Musquash) à la fin de la saison de l'été.

Si les précipitations augmentent de façon considérable et mènent à des écoulements accrus qui exigent un traitement à l'usine de traitement des eaux usées, une capacité supplémentaire peut être intégrée à ce moment-là. Actuellement, l'effet est jugé gérable.

Le rapport précise que la plupart des ouvrages ont été construits de béton renforcé et conçus pour répondre aux normes de l'industrie, qui comprend des facteurs importants de sécurité pour des événements comme des vents violents. De plus, la centrale a résisté à la plus importante tempête côtière dans l'histoire récente du Nouveau-Brunswick – la « Tempête du jour de la marmotte » en 1976.

CONCLUSION

Le rapport de l'EIE conclut que le Projet n'aura pas d'effets environnementaux néfastes importants après la prise des mesures d'atténuation indiquées. Des effets positifs sur la qualité de l'air et sur les économies provinciales et locales sont prévus. En outre, le risque sera réduit pour la santé humaine et le milieu marin de la baie de Fundy dans la zone d'étude.

L'effet cumulatif du Projet a été examiné pour chaque élément environnemental important. Selon les prévisions des effets résiduels établies dans les évaluations des effets de chaque élément environnemental important, il n'est pas nécessaire d'examiner les effets cumulatifs du Projet par rapport à d'autres activités.

Le rapport précise que le Projet de remise à neuf permettra à Énergie NB d'améliorer son rendement environnemental et de stabiliser les tarifs d'électricité tout en continuant à produire de l'électricité à partir de la Centrale de Coleson Cove jusqu'en l'an 2030.

Le rapport intégral de l'EIE est d'environ 300 pages et contient de l'information détaillée ainsi que des cartes et des tableaux. Neuf rapports supplémentaires fournissent plus de détails sur les composantes précises de l'EIE. Ceux qui sont intéressés à étudier le rapport intégral de l'EIE, peuvent se consulter aux endroits indiqués ci-dessous :

- Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, 20, rue McGloin, Fredericton (Nouveau-Brunswick)
- Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, 8, rue Castle, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
- Ville de Saint-Jean, 15, Market Square, Hôtel de ville, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
- Bibliothèque publique régionale de Saint-Jean, 1, Market Square, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
- Bibliothèque Le Cormoran (Centre Samuel de Champlain), 67, chemin Ragged Point, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
- Bibliothèque publique de Saint John, Succursale est, 54, chemin Westmorland, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
- Bibliothèque publique de Saint John, Succursale ouest, 621, boul. Fairville, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
- Centre de services Nouveau-Brunswick, 15, King Square North, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
- Lorneville Convenience Takeout & Ultramar, 600, chemin Lorneville, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)

Après la publication de la documentation de l'EIE, le public est invité à commenter le rapport. Les rencontres publiques auront lieu aux dates, aux heures et aux endroits suivants :

- **À 19 h, le 25 juillet 2002 au Coastal Inn**, 10, rue Portland, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)

- **À 19 h, le 30 juillet 2002 au Centre communautaire de Lorneville**, 1141, chemin Lorneville, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)

Après les rencontres publiques, une période de 15 jours est accordée au public pour soumettre d'autres commentaires écrits à la ministre de l'Environnement et des Gouvernements locaux. À la fin de cette période, un sommaire de la participation du public sera préparé par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, et ce sommaire sera présenté à la ministre et mis à la disposition du public. À n'importe quel moment après cette date, le Cabinet provincial pourra décider d'accorder ou de refuser un agrément pour le Projet.

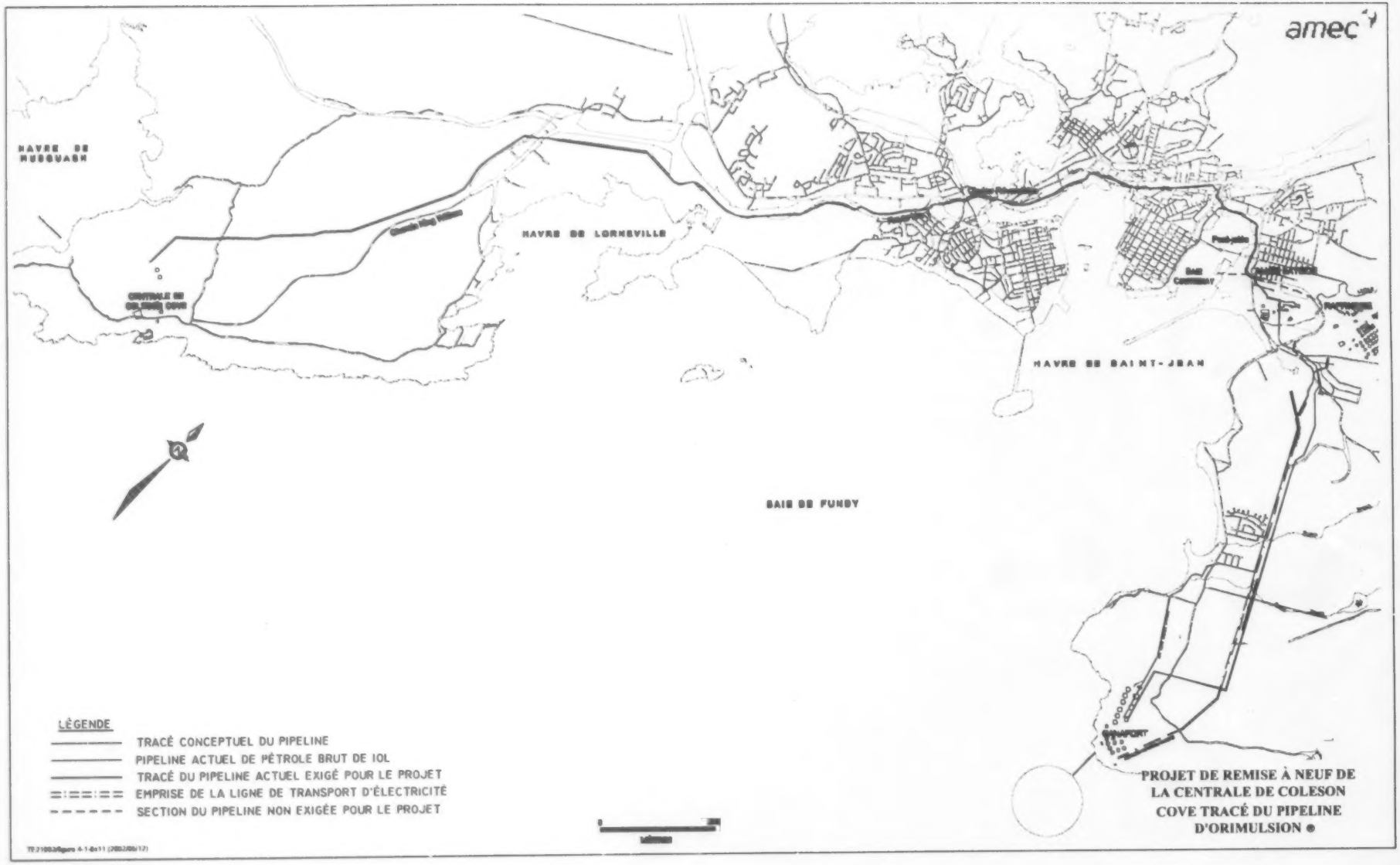
GLOSSAIRE

Agrément d'exploitation	agrément qui est délivré, modifié ou renouvelé par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux en vertu d'un règlement particulier.
Anhydride sulfureux (SO_2)	Le SO_2 est un gaz incolore avec une forte odeur, comme celle d'une allumette allumée. Le SO_2 est émis plus souvent à la suite du brûlage de combustibles contenant du soufre comme le pétrole et le charbon. Les principales sources sont les centrales alimentées au combustible fossile, les raffineries de pétrole, les usines de pâtes, les fonderies et les systèmes de chauffage industriels. Les fortes concentrations peuvent endommager les arbres et les cultures agricoles et causer la corrosion des métaux. Les gens ayant des maladies respiratoires ou des maladies pulmonaires et cardiaques chroniques sont plus sensibles aux SO_2. Cette substance s'associe à la vapeur d'eau dans les nuages pour former des pluies acides.
BTEX	L'abréviation pour le total de benzène, toluène, éthylbenzène et xylène contenus dans le combustible et présentant un intérêt en raison de leur toxicité chronique aiguë une fois émis dans le milieu aquatique.
Bitume	mélange inflammable d'hydrocarbures et d'autres substances, se présentant naturellement ou obtenu par la distillation du charbon ou du pétrole.
Bitume naturel	une partie du pétrole qui existe à l'état semi-solide ou solide dans les dépôts naturels. Dans son état naturel, il contient habituellement du soufre, des métaux et des substances autres que les hydrocarbures. Le bitume naturel a une viscosité supérieure à 10 000 mPa mesurée à la température originale dans les dépôts et une pression atmosphérique dégazé.
Cadmium	élément chimique, symbole Cd, numéro atomique 48, masse atomique 112,4; métal ductile malléable mince blanc, de haut polissage; utilisation principale dans l'électrodéposition du fer et de l'acier, et dans une moindre mesure, du cuivre, du bronze et d'autres alliages pour les protéger contre la corrosion.
Cendres volantes	produit des centrales thermiques résultant de la combustion du charbon, du pétrole ou de l'Orimulsion® qui est transporté de la chaudière à travers la chaudière par les gaz de combustion.
Composés organiques volatils (COV)	Les COV contiennent l'élément carbone et produisent facilement des vapeurs à la température de la pièce et à une pression atmosphérique normale. Les COV sont émis par les combustibles, les solvants, les peintures, les colles. Ils sont aussi émis par diverses sources industrielles de même que par les véhicules à moteur. Un grand nombre de COV peuvent également être émis par les procédés industriels comme les industries pétrochimiques ou de plastique. Ils peuvent contribuer à la formation de l'ozone troposphérique et du smog. Certains COV comme le benzène sont également toxiques.
Condensats	créés par le refroidissement de la vapeur ou la vapeur d'eau.
Dépoussiéreur électrique humide (DEH)	Le dépoussiéreur électrique humide est utilisé pour capter les SO_3, un composant majeur des émissions de fines particules. Les gaz de combustion désulfurés saturés humides qui quittent le système de désulfuration des gaz de combustion entrent dans le dépoussiéreur électrique humide. Un champ électrique à haute tension est produit pour imposer une charge électrique aux particules de SO_3. Les particules sont ensuite enlevées du flux de gaz par des plaques de collecte d'une charge opposée. Le procédé affecte seulement les particules enlevées et ne limite pas le flux de gaz. Les plaques collectrices sont lavées avec de l'eau et les particules de SO_3 captées sont lavées de nouveau et captées dans les système de désulfuration des gaz de combustion. Le gaz de combustion passe à travers des éliminateurs de gouttelettes où sont enlevées toutes gouttelettes d'humidité entraînées avant la sortie dans la cheminée. Les gaz de combustion propres sortent par la cheminée. La principale préoccupation par rapport aux émissions de SO_3 concerne la contribution au panache visible qui quitte la cheminée.
Dépoussiéreurs électriques secs	un mécanisme électrique (ou méthode) utilisé pour séparer les particules en suspension d'un flux de gaz.
Désulfuration des gaz de combustion	un système de désulfuration des gaz de combustion est une technologie qui a été éprouvée à l'échelon mondial pour gérer les émissions de soufre contenues dans les gaz de combustion qui quittent la chaudière. Pendant la combustion, le soufre dans l'Orimulsion® se réunit avec l'oxygène dans l'air de combustion pour former des composés de soufre (SO_2). Les gaz de combustion qui contiennent des SO_2 pénètrent dans le bas de la tour. À mesure que le gaz s'élève, un lait de plâtre pulvérisé et du calcaire

	réagissent chimiquement avec les SO_2 dans le gaz pour enlever le SO_2. Le sulfite de calcium (gypse) produit par l'épuration du lait se dépose au fond de la tour d'absorption. Le gaz de combustion désulfurisé quitte le système de désulfuration des gaz de combustion et pénètre dans le dispositif antipollution suivant, le dépoussiéreur électrique humide. Le gypse est enlevé, séché et vendu à l'industrie des panneaux muraux.
Épuration des condensats	utilisation d'une résine échangeuse de cations ou d'un lit fixe mixte pour enlever les impuretés des condensats.
Éthylbenzène	$C_6H_5C_2H_5$, un hydrocarbure aromatique liquide incolore.
Exportation à faible marge	dans le contexte, exportation d'énergie avec faible différence entre le prix de vente et le coût de production (bénéfice d'exploitation).
Exportation de marge élevée	Dans le contexte, exportation d'énergie avec grande différence entre le prix de vente et le coût (bénéfice d'exploitation).
GD	un effort par l'entreprise d'électricité pour modifier ou influencer la demande de puissance faite par le client auprès du réseau de production d'électricité. Comprend habituellement diverses techniques allant de la conception du tarif et du contrôle direct de l'équipement de l'abonné à la formation et à l'aide financière pour aider les abonnés à conserver l'énergie.
Gaz à effet de serre	il s'agit principalement des gaz comme la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, l'oxyde nitreux, l'ozone, les hydrocarbures halogénés et le méthane, qui sont présents naturellement dans l'atmosphère en quantités relativement minimes. Leur capacité de capter la chaleur aide la surface de la terre à demeurer à une température qui convient à la vie. Un problème survient lorsque les concentrations naturelles des gaz à effet de serre sont augmentées par le brûlage des combustibles fossiles et le défrichage des forêts, qui intensifie les effets des gaz à effet de serre. Ce phénomène connu sous le nom de réchauffement de la planète peut avoir des effets graves sur l'environnement.
Gaz naturel	mélange comprenant principalement des gaz hydrocarbures, dont les plus courants sont le méthane, l'éthane, le propane, le butane, le pentane, le hexane et l'heptane. Les gaz naturels transportés par les pipelines de transmission et de distribution comprennent principalement le méthane.
HAP	Hydrocarbures aromatiques polycycliques
Hydrogène sulfuré (H^2S)	Le H_2S est un gaz incolore qui est plus lourd que l'air et qui a une odeur caractéristique d'œufs pourris. Les sources communes de l'hydrogène sulfuré sont les usines de pâtes et papiers, les raffineries de pétrole, les usines de transformation de l'acier, les usines de gaz naturel et les usines de traitement des eaux usées. Cette substance est très corrosive pour certains métaux et se dissout dans l'eau pour former un acide. À de fortes concentrations, elle peut être irritante pour les yeux et les membranes muqueuses, aggraver les maladies respiratoires et causer des nausées, de la fatigue et des maux de tête.
Indice de danger	le ratio de la dose quotidienne moyenne estimé par l'évaluation des risques pour la santé à la dose quotidienne tolérable établie par les autorités de santé du gouvernement à partir de l'étude de toxicologie par l'application de facteurs de sécurité normalement allant de 100 à 1 000 des niveaux d'effet nocif observé.
Intertidal	la zone du rivage entre le niveau moyen des basses eaux et le niveau moyen des hautes eaux. Le substrat est exposé et inondé par les marées.
Lbs/MMBtu	livres par million de British Thermal Units.
Lixiviat	eau qui capte des contaminants
Mercure	substance qui est présente dans le sous-sol rocheux et dans le sol du Nouveau-Brunswick. Vu qu'il est présent naturellement dans l'environnement, tout le monde est exposé à de très faibles niveaux. Les concentrations naturelles sont augmentées toutefois lorsque les émissions contenant du mercure sont émises dans l'air par des activités, comme le brûlage de combustibles fossiles, les activités minières et de fonderie et l'incinération des déchets. Cette substance tombe sur la terre. Le mercure s'accumule au fil des années dans les organismes vivants et peut devenir un danger pour les humains et la faune.
Méthane	(CH_4) gaz inflammable inodore, incolore et insipide qui est créé par la matière organique en décomposition.

MWh	mégawatt par heure. L'unité horaire de mesure de l'énergie électrique.
Monoxyde de carbone (CO)	Le CO est un gaz inodore, incolore et insipide. Il est formé de la combustion incomplète de matériaux contenant du carbone comme le charbon, le pétrole, l'essence, le bois ou le gaz naturel. Les véhicules à moteur, les incendies de forêt, l'activité industrielle et les systèmes de chauffage domestiques contribuent également de façon considérable à ce gaz. Le CO a des effets principalement sur les systèmes cardiovasculaires et nerveux. Il nuit à la capacité du sang de transporter l'oxygène aux organes vitaux et aux tissus. Le CO peut donc affecter tout organisme vivant qui a besoin d'oxygène pour survivre.
Nickel	élément métallique ayant le symbole Ni, une masse atomique de 58,70, un point de fusion de 1 455 °C et un point d'ébullition de 2 900 °C.
Niveaux de service (NS)	mesure des conditions d'exploitation du trafic pendant les périodes de circulation de pointe. Ce niveau est basé sur le débit de circulation et les capacités et les éléments de contrôle et géométriques des intersections de rues urbaines ou des routes rurales.
Opacité	mesure d'un degré auquel les émissions réduisent la transmission de la lumière et bloquent la vue d'un objet dans l'arrière plan.
Oxydes d'azote (NO_x)	Les NO_x, sont un groupe de gaz produits lorsque l'azote et l'oxygène se réunissent, normalement lorsque des combustibles sont brûlés à de hautes températures. Les oxydes d'azote qui comprennent le dioxyde d'azote (NO_2), l'oxyde nitrique (NO), l'oxyde nitreux (N_2O) et d'autres composés d'azote et d'oxygène sont collectivement désignés comme les NO_x. Une source principale de NO_x est la combustion de combustible fossile par les véhicules à moteur et les centrales électriques. Les autres sources comprennent les usines de papier kraft et de papiers, le brûlage de bois, l'incinération des déchets, le raffinage du pétrole et la production de gaz ainsi que la combustion. Cette substance peut irriter les poumons et diminuer la résistance aux infections respiratoires, endommager la végétation et les cultures vivrières, causer la corrosion des métaux, détériorer le caoutchouc et déteindre les tissus. Les NO_x sont un facteur principal de la formation des pluies acides et du smog.
Ozone troposphérique (O_3)	L'O_3 est une forme d'oxygène instable et réactif. Désigné généralement sous le nom de smog, on en trouve des concentrations relativement élevées pendant les temps chauds et brumeux de l'été. Contrairement à la plupart des autres polluants atmosphériques, l'ozone n'est pas directement émis mais est formé à la suite d'une réaction chimique. L'ozone se forme lorsque les COV et les NO_x dans l'atmosphère réagissent en présence d'une forte lumière du soleil. Les principaux facteurs qui contribuent à l'ozone comprennent les gaz d'échappement des véhicules, des voitures et des camions et les émissions industrielles de NO_x et des hydrocarbures. Toutefois, la plupart de ces substances sont transportées ici par des masses d'air provenant de régions fortement peuplées du nord-est des États-Unis et du centre du Canada. L'ozone troposphérique peut irriter les poumons et rendre la respiration difficile. Il peut causer des dommages aux tomates et aux pommes de terre, aux forêts et à toute autre végétation, affaiblir les pneus de caoutchouc et s'attaquer au métal et aux surfaces peintes.
Paléontologique	étude de la vie des restes fossiles
Particules (PM)	particules invisibles en suspension dans l'air de matières liquides ou solides, y compris la poussière, les cendres, la suie, la fumée ou de petites particules de polluants. Les particules peuvent être une forme importante de pollution atmosphérique. Elles sont créées par les procédés de combustion comme les poêles à bois, le brûlage du charbon ou des déchets ou les incendies de forêt. L'utilisation de combustibles industriels, l'activité de la construction, les véhicules à moteur, la poussière des routes, les opérations agricoles contribuent également à ces particules. Les sources naturelles sont le pollen soufflé par le vent, la poussière, le sable fin, l'embrun salé et les volcans.
Particules inhalables (PM_{10})	Les PM_{10} décrivent les particules qui sont de 10 microns ou moins de diamètre. Les particules sont qualifiées « d'inhalables » parce qu'elles sont assez petites pour être inhalées par la bouche. Certaines peuvent pénétrer dans les poumons. Les particules de cette grosseur peuvent irriter ou avoir un autre effet néfaste sur les membranes délicates et les sacs alvéolaires qui absorbent l'oxygène. Ces particules sont couramment produites à partir de matériaux de construction, de dispositifs de combustion, des activités humaines et de plein air, y compris les poussières atmosphériques et les émissions de combustion des sources fixes et mobiles.
Particules inhalables ($PM_{2,5}$)	$PM_{2,5}$ décrit les particules qui sont d'un diamètre de 2,5 microns ou moins et qui contournent la filtration dans le nez et qui peuvent se déposer dans les poumons. Chimiquement parlant, les $PM_{2,5}$ ont une teneur beaucoup plus forte de sulfate, de nitrate, de carbone et de métaux lourds que les PM_{10}. On pense que ces particules sont d'une importance particulière pour les effets sur la santé, puisqu'elles risquent davantage

	de pénétrer et de rester dans les poumons si elles sont inhalées, comparativement aux PM_{10} ou aux particules plus grosses. Ces particules sont surtout générées par les matériaux de construction, les dispositifs de combustion, les activités humaines et de plein air, y compris les poussières atmosphériques et les émissions de combustion des sources fixes et mobiles.
Période préeuropéenne	avant l'arrivée des groupes Européens, généralement acceptée comme la période après 1604 au Nouveau-Brunswick. Les ressources archéologiques qui précèdent la période préeuropéenne sont habituellement extrêmement importantes pour les autochtones en raison de l'information qui peut être récupérée des sites et des artefacts que représentent les archives matérielles du passé.
Prévision de la charge	prévision des besoins d'électricité des abonnés dans la province d'Énergie NB pour une période future donnée.
Protection cathodique	protection d'une surface métallique contre la corrosion qui agit comme cathode d'une cellule électrochimique.
Puisard	Confinement qui reçoit et entrepose temporairement l'eau de drainage au plus faible point d'un système de drainage ou de circulation.
Remplacement	Dans le contexte, remplacer l'énergie d'une plus forte teneur de CO_2 à un coût moins élevé par l'énergie d'une plus faible teneur de CO_2 à coût plus élevé.
Résines	matériaux absorbants de substances chimiques.
Schiste	roche sédimentaire stratifiée composée principalement de particules de la grosseur d'argile.
Sédimentation	dépôt de particules de sol ou d'autres solides dans un cours d'eau.
Surfactif	substance pouvant réduire la tension superficielle d'un liquide dans lequel elle est dissoute.
Système de rebrûlage	Ce système est reconnu comme la meilleure stratégie de contrôle disponible pour le contrôle des émissions de NO_x produits aux brûleurs de la chaudière. Un système de rebrûlage contrôle la température de la combustion et comporte trois principales zones : la première zone de combustion (les principaux brûleurs) comprend les brûleurs à faible taux d'émission de NO_x où de 80 % à 85 % de l'Orimulsion® est brûlé. La deuxième zone (les brûleurs de rebrûlage) est l'endroit où l'autre tranche de 20 % à 25 % de l'Orimulsion® est introduite pour former une zone de brûlage riche en combustible. Dans cette zone, les NO_x sont convertis à de l'azote complémentaire, d'où le contrôle des émissions de NO_x. La troisième zone (injection d'air sur le feu) est là où l'air est injecté pour permettre la combustion de tout combustible non brûlé résiduel. La production de NO_x est donc limitée à la source, dans la zone de combustion.
Toluène	$C_6H_5CH_3$, un hydrocarbure aromatique liquide incolore.
Total de particules en suspension (TPS)	Le total de particules de suspension désignent les particules dans l'air comme la fumée, la suie et la poussière qui demeurent suspendues dans l'air et ne se déposent pas facilement. Le TPS comprend une vaste catégorie de substances physiques et chimiques variées qui peuvent être à l'état solide ou liquide, ou les deux. Ces particules comprennent les particules naturelles comme le pollen et les spores, ainsi que les particules des véhicules ou des cheminées. Les particules de toutes les grosseurs sont incluses. Le total des particules en suspension supérieur à 10 µm crée des problèmes comme la réduction de la visibilité, l'encrassement, les dommages matériels et les dommages à la végétation.
Turbidité	condition de l'eau lorsqu'elle devient trouble en raison des sédiments en suspension.
ug/m^3	microgrammes par mètre cube. Unité de mesure pour la concentration d'un liquide ou d'un gaz.
Vanadium	élément métallique qui est présent naturellement.
Xylène	$C_6H_4(CH_3)_2$, un hydrocarbure aromatique liquide incolore.


amec
HAVRE DE MUSQUASH
HAVRE DE LORNEVILLE
HAVRE DE SAINT-JEAN
BAIE DE FUNDY
LÉGENDE
TRACÉ CONCEPTUEL DU PIPELINE
PIPELINE ACTUEL DE PÉTROLE BRUT DE IOL
TRACÉ DU PIPELINE ACTUEL EXIGÉ POUR LE PROJET
EMPRISE DE LA LIGNE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ
SECTION DU PIPELINE NON EXIGÉE POUR LE PROJET
PROJET DE REMISE À NEUF DE LA CENTRALE DE COLESON COVE TRACÉ DU PIPELINE D'ORIMULSION ®